

Grado en Ingeniería Eléctrica

2017-2018

Trabajo Fin de Grado

“Optimización del sistema de protección de una central térmica”

Miguel García-Perrote García

Tutores

David López Cortón

Verónica Silveira Canedo

Leganés, 15 de octubre de 2018



RESUMEN

En este proyecto, se va a reajustar el sistema de protección de una central térmica real.

Para ello, se va a comprobar que todas las funciones de protección necesarias para que el sistema pueda actuar ante cualquier imprevisto, que puede ser tanto un cortocircuito (monofásico o polifásico) como comportamientos anormales del sistema o del generador, están instaladas y ajustadas correctamente.

Por lo tanto, se van a calcular todos los ajustes de las funciones necesarias y se comprobará si se debe realizar algún cambio.

Asimismo, se va a comprobar que todos los elementos que componen el sistema a estudiar (interruptores, seccionadores, transformadores de corriente/tensión, etc) están elegidos de tal manera que puedan soportar todas las situaciones posibles tanto en funcionamiento normal como ante cortocircuitos u otras situaciones anómalas.

Palabras clave: protecciones eléctricas, aparamenta eléctrica, central térmica

ABSTRACT

In this project, the protection system of a real thermal power plant is going to be readjusted.

For that purpose, all the necessary protection functions are going to be checked so they are installed and adjusted correctly, for the system to be protected from any kind of unforeseen event, such as a short circuit or an abnormal behavior of the system or the generator.

Therefore, all the necessary function settings will be calculated and it will be checked whether any changes should be made.

Likewise, it will be verified that all the elements that make up the system to be studied (circuit breakers, disconnectors, current / voltage transformers, etc.) are chosen in such a way that they can withstand all possible situations in normal operation as well as short circuits or other anomalous situations.

Key words: power system protection, electrical switchgear, thermal power plant

Índice

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1. Introducción	1
2. Objetivo.....	3
3. Central térmica solar de espejos parabólicos	4
4. Alcance del estudio	7
5. Marco regulador	9
CAPÍTULO 2: APARAMENTA	12
1. Niveles de tensión.....	12
2. Protecciones eléctricas	22
CAPÍTULO 3: CÁLCULOS.....	31
1. Cálculo cortocircuitos	31
2. Cálculo ajustes.....	38
3. Comprobación aparamenta	106
CAPÍTULO 4: RESULTADOS	122
1. Ajustes calculados	122
2. Ajustes reales.....	138
3. Optimización	146
CAPÍTULO 5: PRESUPUESTO	156
1. Coste estudio	156
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES.....	158
BIBLIOGRAFÍA.....	159

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ciclo Rankine.....	4
Figura 2. Paraboloide.....	5
Figura 3. Espejos cilindro-parabólicos	6
Figura 4. Esquema central térmica solar espejos parabólicos.....	6
Figura 5. Esquema tren de potencia	8
Figura 6. Esquema unifilar	13
Figura 7. Relé Buchholz [4].....	23
Figura 8. Esquema de protección	25
Figura 9. Característica operación mínima impedancia [5].....	39
Figura 10. Característica de operación sobreexcitación [5].....	44
Figura 11. Diagrama de admitancia del generador [5].....	47
Figura 12. Curvas de disparo en diagrama de admitancia [5]	48
Figura 13. Ajuste siguiendo curva térmica	50
Figura 14. Ajuste con curva escalonada	50
Figura 15. Conexión función 64G [5].....	60
Figura 16. Modelo básico del sistema [5].....	63
Figura 17. Impedancia en el punto m [5].....	64
Figura 18. Polígono oscilatorio característico [5].....	65
Figura 19. Cálculo valor Z_a [5]	67
Figura 20. Protección diferencial convencional [5]	71
Figura 21. Característica de disparo protección diferencial [5]	72
Figura 22. Estabilización adicional protección diferencial [5].....	73
Figura 23. Característica plano alfa [8]	75
Figura 24. Impedancia de falta fase-tierra [7].....	77
Figura 25. Impedancia de falta fase-fase [7]	77
Figura 26. Característica fase-tierra [7].....	78
Figura 27. Característica fase-fase [7]	78
Figura 28. Falta bifásica [4].....	79

Figura 29. Falta trifásica [4].....	80
Figura 30. Falta monofásica [4].....	81
Figura 31. Característica operación sobrecorriente de neutro.....	82
Figura 32. Comprobación sincronismo [1].....	85
Figura 33. Corriente inrush según la potencia del transformador [4]	87
Figura 34. Curva característica diferencial de transformador [6]	88
Figura 35. Comprobación adicional falta interna [6]	89
Figura 36. Falta externa [6].....	94
Figura 37. Falta interna [6].....	94
Figura 38. Característica diferencial porcentual 87N [6].....	95
Figura 39. Característica comprobación direccionalidad [6]	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de la red.....	14
Tabla 2. Datos de la línea	14
Tabla 3. Datos de los pararrayos de la subestación.....	14
Tabla 4. Datos de los seccionadores de la subestación.....	14
Tabla 5. Datos del interruptor principal	14
Tabla 6. Datos del transformador de potencia principal	15
Tabla 7. Datos de los transformadores de intensidad de AT	15
Tabla 8. Datos de los transformadores de tensión de AT.....	16
Tabla 9. Datos del generador.....	17
Tabla 10. Datos del interruptor del generador	17
Tabla 11. Datos de los seccionadores de generación.....	17
Tabla 12. Datos de los transformadores de intensidad MT	18
Tabla 13. Datos transformadores de tensión MT	19
Tabla 14. Datos de los pararrayos del generador	19
Tabla 15. Datos de los transformadores de servicios auxiliares.....	20
Tabla 16. Datos de la puesta a tierra del generador	20
Tabla 17. Datos de los transformadores de intensidad BT	21
Tabla 18. Cortocircuito trifásico en bornes de AT del transformador	33
Tabla 19. Cortocircuito trifásico en bornes del generador	35
Tabla 20. Cortocircuito trifásico en bornes de BT de transformador de servicios auxiliares	37
Tabla 21. Cálculo de impedancia según el tipo de falta [4]	81
Tabla 22. Tipos de curvas inversas [1].....	98
Tabla 23. Ajustes planta relé 7UM621	122
Tabla 24. Ajustes función 21	122
Tabla 25. Ajustes función 24.....	123
Tabla 26. Ajustes función 27.....	123
Tabla 27. Ajustes función 32.....	123

Tabla 28. Ajustes función 40.....	123
Tabla 29. Ajustes función 46.....	124
Tabla 30. Ajustes función 50BF	124
Tabla 31. Ajustes función 50/27	124
Tabla 32. Ajustes función 59.....	124
Tabla 33. Ajustes función 59N	124
Tabla 34. Ajustes función 64G	125
Tabla 35. Ajustes función 78.....	125
Tabla 36. Ajustes función 81	125
Tabla 37. Ajustes función 87G	126
Tabla 38. Ajustes planta relé REU 615	126
Tabla 39. Ajustes función 25.....	127
Tabla 40. Ajustes función 27.....	127
Tabla 41. Ajustes planta relé REL 650.....	128
Tabla 42. Ajustes función 21	128
Tabla 43. Ajustes función 67N	129
Tabla 44. Ajustes función 87L.....	129
Tabla 45. Ajustes planta relé RET 670.....	130
Tabla 46. Ajustes función 50.....	131
Tabla 47. Ajustes función 87T.....	131
Tabla 48. Ajustes función 87TN	131
Tabla 49. Ajustes función 59N	131
Tabla 50. Ajustes funciones 51 y 67	133
Tabla 51. Ajuste de la función 51N	133
Tabla 52. Ajustes planta relés RET 620.....	134
Tabla 53. Ajustes función 87T SSAA	135
Tabla 54. Ajustes función 87TN SSAA.....	135
Tabla 55. Ajustes función 51 SSAA	135
Tabla 56. Ajustes función 51N SSAA.....	136

Tabla 57. Ajustes función 50 SSAA	136
Tabla 58. Ajustes función 46 SSAA	137
Tabla 59. Ajustes reales función 21	138
Tabla 60. Ajustes reales función 24	138
Tabla 61. Ajustes reales función 27	139
Tabla 62. Ajustes reales función 32	139
Tabla 63. Ajustes reales función 40	139
Tabla 64. Ajustes reales función 46	139
Tabla 65. Ajustes reales función 50BF.....	140
Tabla 66. Ajustes reales función 50/27	140
Tabla 67. Ajustes reales función 59	140
Tabla 68. Ajustes reales función 59N.....	140
Tabla 69. Ajustes reales función 64G	140
Tabla 70. Ajustes reales función 78	141
Tabla 71. Ajustes reales función 81	141
Tabla 72. Ajustes reales función 87G	141
Tabla 73. Ajustes reales función 50	142
Tabla 74. Ajustes reales función 87T	142
Tabla 75. Ajustes reales función 87N.....	142
Tabla 76. Ajustes reales función 59N.....	143
Tabla 77. Ajustes reales función 51/67	144
Tabla 78. Ajustes reales función 87T SSAA.....	144
Tabla 79. Ajustes reales función 87N SSAA	144
Tabla 80. Ajustes reales función 51 SSAA.....	145
Tabla 81. Ajustes reales función 50 SSAA.....	145
Tabla 82. Presupuesto.....	157

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1. Introducción

Todos los sistemas eléctricos necesitan un elemento que pueda detectar perturbaciones en el sistema y, además, pueda aislar dicha perturbación para evitar su propagación e impedir que se deterioren los componentes que lo conforman. Ese elemento es lo que se denomina protección eléctrica.

Las protecciones eléctricas se diseñan para que puedan volver a llevar el sistema de vuelta al estado anterior a la perturbación en la medida de lo posible, así como proporcionar información sobre la perturbación (tipo de falta y localización de la misma)

Las protecciones eléctricas se llevan utilizando desde hace mucho tiempo, aunque su complejidad ha ido aumentando con el paso del tiempo. La primera protección fue el fusible, que ya se usaba en el inicio de la utilización de sistemas eléctricos, en la década de 1880, como protección frente a cortocircuitos. El fusible consiste en un conductor que tiene la particularidad de que se funde cuando la corriente llega a un determinado valor, provocando la apertura del sistema.

El inconveniente de este tipo de protección es que no puede volver a cerrar el circuito una vez despejada la perturbación que haya provocado el aumento de la corriente, ya que queda destruido.

Las protecciones eléctricas actuales constan de distintos elementos. El primero es el elemento de medida de los valores de corriente y tensión, que se lleva a cabo con los transformadores de tensión y corriente.

El segundo elemento es el más importante y es el relé. Éste, a partir de las medidas obtenidas, puede determinar si hay algún tipo de perturbación y actuar en consecuencia, dependiendo de las funciones que tenga instaladas.

En tercer lugar, está el elemento en donde el relé actúa, que suele ser un interruptor automático, aunque también lo puede hacer en otros elementos: bloquear un seccionador, activar una alarma en el centro de control, etc.

Por último, se tiene la fuente de alimentación del relé y el interruptor, que suele ser independiente del sistema a proteger y hay que tenerlo en cuenta en el diseño del sistema eléctrico correspondiente (subestación, planta de generación, etc). Suele ser una batería.

Estos elementos son los principales y siempre están presentes, sin embargo, hay otro elemento que en algunas funciones de protección es necesario, que es el sistema de comunicaciones. Es básico en funciones como la diferencial de línea, en la que los relés que controlan los interruptores en los extremos de la línea se encuentran muy alejados entre sí, y necesitan conocer las medidas del otro extremo para su funcionamiento.

Las protecciones eléctricas se caracterizan por su rapidez, selectividad, sensibilidad y fiabilidad.

Se define la rapidez de la protección como el tiempo que transcurre entre la aparición de la perturbación y la apertura de los interruptores ordenada por la protección, sin contar, por supuesto, con retrasos en la apertura que se hagan de forma voluntaria. Ese tiempo se compone del tiempo que tarda el relé en reconocer que hay una perturbación, el tiempo que tarda el relé en mandar la orden de actuación al interruptor y el tiempo que necesita el interruptor para cortar efectivamente la corriente incluyendo la duración del arco. En caso de haber telecomunicación con otras protecciones ese tiempo aumenta un poco.

La selectividad es la capacidad del sistema de protección de distinguir entre las situaciones en las que debe actuar y las que debe dejar que otra protección actúe primero. Debe diseñarse el sistema de protección para que la cantidad de elementos aislados debido a la perturbación sea siempre el mínimo imprescindible. Cuando tenemos protecciones de respaldo se añaden temporizaciones a los disparos, para que así no actúen antes los respaldos que la protección principal.

Se define sensibilidad como el valor mínimo ante el que la protección va a actuar. Por ejemplo, en una protección de sobrecorriente, sería el mínimo valor de la corriente ante la que se ordena la apertura.

La fiabilidad es la combinación de otras dos características: seguridad y obediencia

Seguridad se define como la probabilidad de no actuación cuando no debe actuar y obediencia es la probabilidad de actuación cuando sí debe hacerlo.

En general, en un sistema lo que se gana en obediencia se pierde en seguridad y viceversa.

Existen diferentes tipos de funciones de protección dependiendo del elemento que se desea proteger. Por ejemplo, las funciones de protección asociadas típicamente a proteger líneas (distancia, sobrecorriente...) son diferentes a las asociadas a un generador (retorno energía, variación de frecuencia...), aunque también hay funciones que son comunes a casi todos los elementos a proteger, como son la diferencial o la sobrecorriente.

2. Objetivo

El objetivo de este estudio es la optimización del sistema de protección del tren de potencia de una central térmica real.

Se procederá a calcular los ajustes de las protecciones eléctricas necesarias para que el sistema a proteger pueda hacer frente a cualquier situación fuera del funcionamiento normal que pueda suceder, como por ejemplo detectar y aislar faltas ya sean a tierra o entre fases o simplemente un funcionamiento anormal de la red. Luego se compararán dichos ajustes calculados con los ajustes instalados, para comprobar si se puede hacer alguna mejora en el sistema de protección.

También se va a comprobar que la aparamenta instalada está seleccionada de forma correcta y puede soportar las situaciones más extremas que puedan darse.

La central a estudiar será una central térmica solar de espejos parabólicos, situada en Ashalim, Israel. Las coordenadas exactas son: 30°57'21.76"N, 34°40'35.44"E. Esta central tiene una potencia de 120MW y en estos momentos se encuentra en construcción. Se estima que finalizará dicha construcción en 2019.

3. Central térmica solar de espejos parabólicos

Este tipo de centrales siguen un ciclo Rankine para obtener la energía y necesitan básicamente 4 elementos que son necesarios para poder funcionar:

1. Caldera: se utiliza para calentar el fluido de trabajo (agua) para que pase de estar en estado líquido subenfriado (únicamente líquido, nada de vapor) a estado de vapor sobrecalentado (únicamente hay vapor, no hay líquido)

El aumento de temperatura se hace a una presión constante, que será la presión de trabajo de la turbina y suele tener valores elevados (120-150bar)

2. Turbina: se encarga de transformar la energía en energía mecánica. Hace que disminuya la presión y temperatura del vapor sobrecalentado al pasar por los álabes. Al terminar de turbinar, el fluido (agua) suele estar en mezcla de vapor y líquido, aunque con mucha mayor cantidad de vapor que de líquido (título de vapor)

La presión a la que termina el fluido suele ser muy baja para favorecer el rendimiento ($\sim 0,1\text{bar}$). Esto, sin embargo, hace que el título de vapor en la mezcla disminuya, lo que puede provocar ciertos problemas en la turbina (el peor de ellos sería la corrosión de los álabes debido a la cavitación), por ello hay que tenerlo muy en cuenta.

3. Condensador: Encargado de enfriar, a presión constante, el fluido (agua) hasta que la mezcla de líquido y vapor pase a ser líquido únicamente (líquido subenfriado)
4. Bomba: aumenta la presión del fluido hasta que llega a la presión de trabajo de la turbina nuevamente. Trabaja siempre en estado líquido

El diagrama T-s de dicho ciclo se ve en la Figura 1. Ciclo Rankine

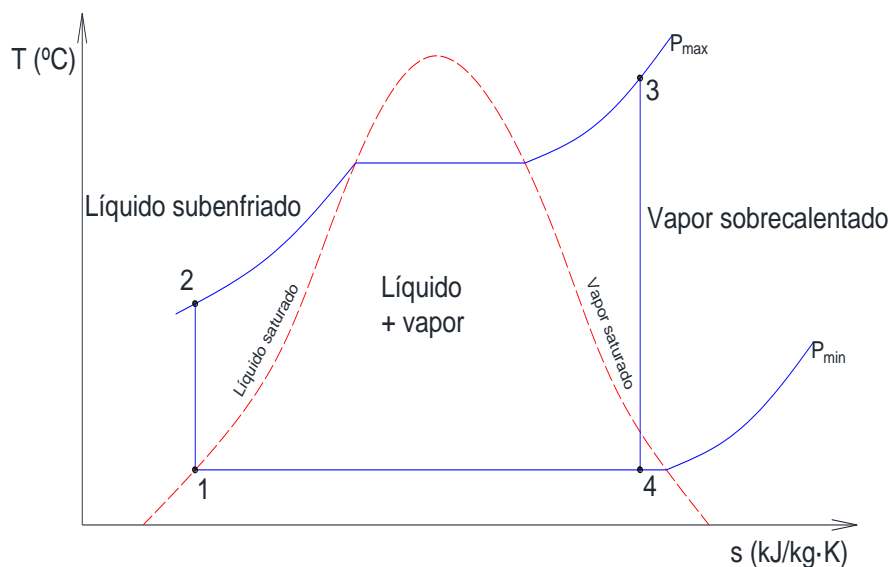


Figura 1. Ciclo Rankine

En el caso de las centrales térmicas solares de espejos parabólicos, la diferencia con las centrales térmicas convencionales radica en la forma de obtener el calor de la caldera.

En este caso, dicho calor se obtiene a través de la radiación solar.

Se basa en una propiedad del paraboloide, que dice que para cualquier rayo (línea paralela al eje: se considera que los rayos del Sol se comportan de esta manera) que incide en su superficie, independientemente del punto del paraboloide en que incida, es reflejado hacia el mismo punto, denominado foco (Figura 2).

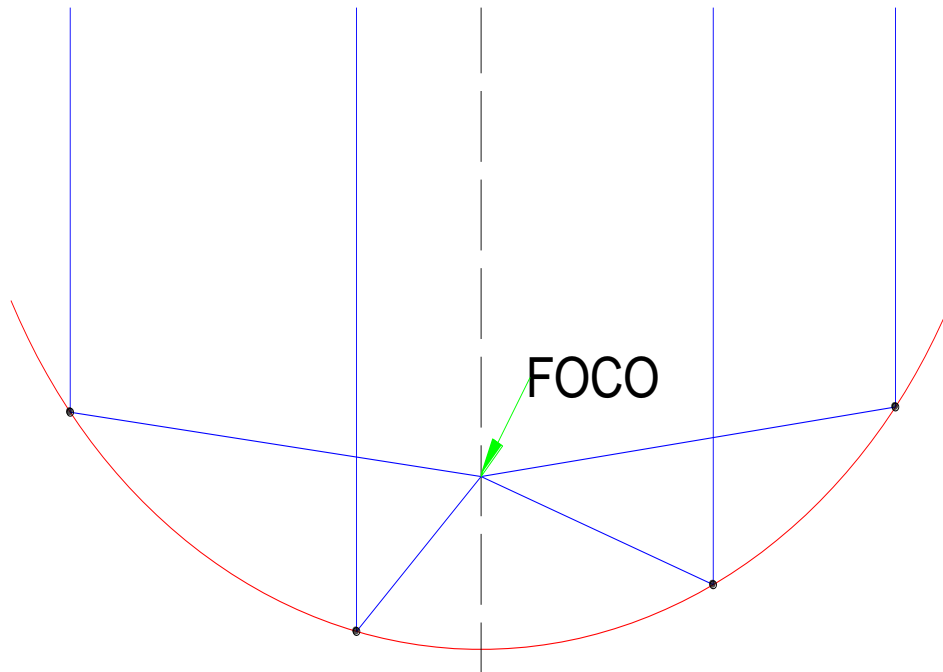


Figura 2. Paraboloide

Se tiene un circuito independiente, en el que el Sol calienta el fluido de trabajo (en este caso HTF: heat transfer fluid) que circula por el foco del espejo cilindro-parabólico como se observa en la Figura 3. Dichos espejos siguen al Sol a lo largo del día mediante un solo eje, para conseguir que la radiación sea lo más perpendicular posible para favorecer el rendimiento



Figura 3. Espejos cilindro-parabólicos

El fluido de trabajo se calienta hasta unos $350\text{--}400^{\circ}\text{C}$, para hacerlo pasar por un intercambiador de calor cerrado (lo que hemos denominado caldera anteriormente). Tras el intercambio de calor hay que hacer que recircule el fluido hacia los espejos mediante una bomba.

El esquema de ambos circuitos y su interacción se puede ver en la Figura 4

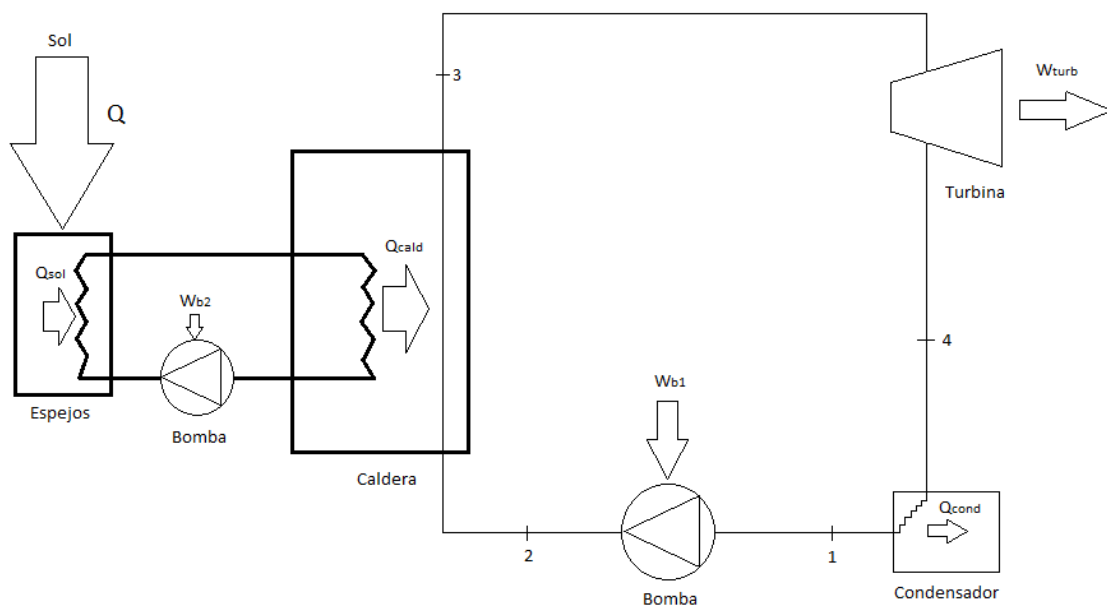


Figura 4. Esquema central térmica solar espejos parabólicos

4. Alcance del estudio

Como ya se ha comentado, este estudio va a estar referido al tren de potencia de la central térmica. Ahora se va a definir lo que constituye dicho tren de potencia en este caso, o lo que es lo mismo el alcance del estudio.

En este caso, el primer elemento es la línea que llega hasta la central, y termina en los transformadores de sistemas auxiliares, incluyendo el sistema de generación. Los elementos que componen lo que se denominará tren de potencia son, por tanto:

- Línea
- Subestación de la central
 - a. Pararrayos
 - b. Seccionadores
 - c. Interruptor principal
 - d. Transformador principal
- Barras de fase aislada 15,75 kV
- Generador
 - a. Pararrayos
 - b. Seccionadores
 - c. Interruptor generador
 - d. Resistencia p.a.t.
- Transformadores de sistemas auxiliares

La línea, así como algunos de sus relés de protección son propiedad de Israel Electric Corporation (IECo), que es el equivalente de Red Eléctrica de España (REE) en Israel. Debido a ello, no se va a tener acceso a los ajustes instalados en dichos relés.

Se representan de forma esquemática los elementos más importantes del tren de potencia en la Figura 5.

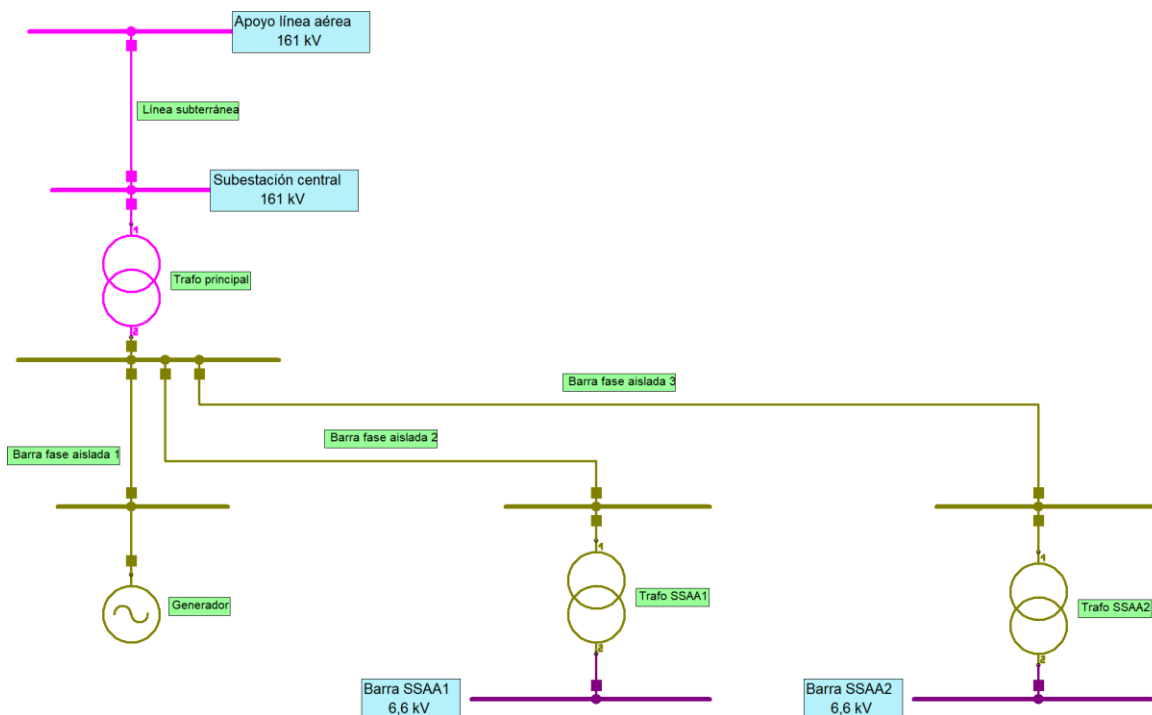


Figura 5. Esquema tren de potencia

Se van a estudiar las funciones de protección necesarias para asegurar que dicho tren de potencia pueda detectar y aislar todo tipo de faltas a tierra o entre líneas que puedan producirse dentro de esa zona de protección. Asimismo, también se debe poder detectar cualquier funcionamiento anormal, tanto de la red como del generador, que pueda dañar o poner en peligro a los elementos que lo componen.

Hay algunas funciones de protección que tienen un alcance superior al tren de potencia, como pueden ser la protección de sobrecorriente o la protección de distancia que son capaces de detectar faltas muy alejadas. Esas funciones sirven como respaldo ante esas faltas de las protecciones correspondientes. Como ya se ha comentado, al ser de respaldo, deben retrasar su actuación un tiempo que sea suficiente para que se produzca un disparo selectivo.

5. Marco regulador

Aunque esta central va a funcionar en el sistema eléctrico israelí, a efectos de este estudio se va a considerar que se adherirá al sistema español, con toda la regulación y normativa que eso conlleva.

A fecha de la realización de este estudio (septiembre de 2018), las instalaciones eléctricas españolas se rigen por tres reglamentos fundamentales. La primera de ellas es el “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23” (Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo) junto con su “Corrección de errores” ambos publicados en el Boletín Oficial del Estado (BOE) del día 9 junio de 2014.

La segunda es el “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09” (Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero) publicado en B.O.E. del día 19 de marzo de 2008. Dicha normativa ha tenido las siguientes modificaciones:

Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. (BOE 22.05.10)

Corrección de errores del Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio (BOE 19.06.10)

Corrección de errores del Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. (BOE 26.08.10)

Por último, se tiene el “Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51” (aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto) publicado en el B.O.E. el 18 de septiembre de 2002, que ha sufrido las siguientes modificaciones:

SENTENCIA de 17 de febrero de 2004, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se anula el inciso 4.2.c.2 de la ITC-BT-03 anexa al Reglamento Electrónico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto (BOE 05.04.04)

Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. (BOE 22.05.10)

Corrección de errores del Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio (BOE 19.06.10)

Corrección de errores del Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. (BOE 26.08.10)

Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos", del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo. (BOE 31.12.14)

Nota: Este R.D aprueba la ITC-BT-52 y modifica las ITC-BT-02, 04, 05, 10, 16 y 25

Orden IET/2388/2015, de 5 de noviembre, por la que se autorizan determinados modelos de conectores de recarga para el vehículo eléctrico (BOE 12.11.15)

Reglamento Delegado UE 2016/364 de la Comisión de 1 de julio de 2015 relativo a la clasificación de las propiedades de reacción al fuego de los productos de construcción de conformidad con el Reglamento (UE) nº 305/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo (BOE 15.03.16)

Estos reglamentos suelen hacer referencia a normas nacionales o internacionales (normas UNE o IEEE) que sean más específicas al tema concreto en cada caso. Por ejemplo, el reglamento de alta tensión en su segunda instrucción técnica complementaria (ITC-RAT 02: Normas y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento) hace referencia, para cada elemento de la instalación, a las normas UNE específicas que deben cumplir de forma obligatoria.

A lo largo del estudio se van a tener en cuenta estos reglamentos, así como cualquier norma específica necesaria. En cualquier caso, se referenciará la norma cuando se utilice.

CAPÍTULO 2: APARAMENTA

1. Niveles de tensión

La aparamenta se va a estructurar por los distintos niveles de tensión presentes en el tren de potencia de la central.

Dichos niveles son:

- a. Nivel red (161kV)
- b. Nivel generador (15,75kV)
- c. Nivel servicios auxiliares (6,6kV)

A continuación se dan los datos específicos de cada elemento que compone el sistema a estudiar, tal y como se ha comentado en el alcance del estudio. Los datos se han obtenido de los “data sheet” de los elementos, y se van a nombrar solo los datos más importantes.

También se presenta el esquema unifilar simplificado de la parte de la central que se va a estudiar en la Figura 6. Esquema unifilar

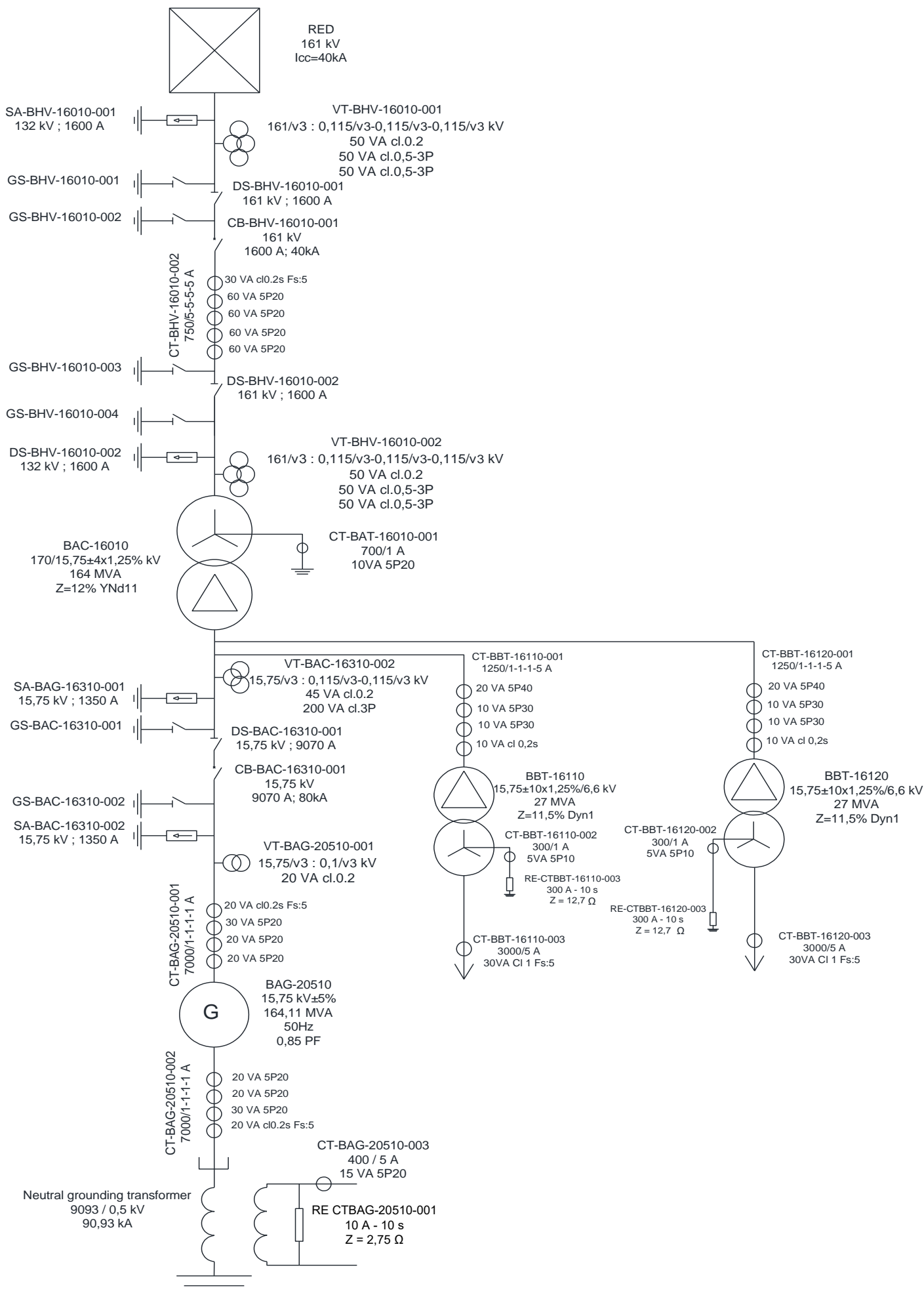


Figura 6. Esquema unifilar

Nivel 161 kV

- a. Fuera del tren de potencia pero necesarios para algunos cálculos

RED

Red	Tensión (kV)	Corriente cortocircuito	Frecuencia (Hz)
	161	40	50

Tabla 1. Datos de la red

Línea

Línea	Longitud (km)	Impedancia directa Z_1 (Ω)	Impedancia homopolar Z_0 (Ω)
	4,5	$0,208+j\cdot 1,55$	$0,92+j\cdot 3,947$

Tabla 2. Datos de la línea

- b. Pararrayos

DATOS	
Tensión nominal de la red (kV)	161
Tensión de funcionamiento continuo (U_c) (kV)	106
Tensión asignada (U_r) (kV)	132
Frecuencia asignada (f_r) (Hz)	50
Clase de descarga	4
Corriente nominal de descarga (I_n) (A)	20000
Tensión residual para la corriente de descarga (8/20 μ s) (kV)	329

Tabla 3. Datos de los pararrayos de la subestación

- c. Seccionadores

DATOS	
Tensión nominal (U_n) (kV)	170
Tensión asignada (U_r) (kV)	161
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial (U_d) (kV)	375
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo (U_p ó U_w) (kV)	860
Frecuencia asignada (f_r) (Hz)	50
Corriente asignada en servicio continuo (I_r) (A)	1600
Corriente admisible asignada de corta duración (I_k) (A)	40000
Valor de cresta de la corriente admisible asignada (I_p) (kA)	100

Tabla 4. Datos de los seccionadores de la subestación

- d. Interruptor principal

DATOS	
Tensión nominal (U_n) (kV)	170
Tensión asignada (U_r) (kV)	161
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial (U_d) (kV)	375
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo (U_p ó U_w) (kV)	860
Frecuencia asignada (f_r) (Hz)	50
Corriente asignada en servicio continuo (I_r) (A)	1600 A
Corriente de corta duración admisible asignada (I_k) (kA)	40
Tiempo de cortocircuito asignado (t_k) (s)	1
Valor de cresta de la corriente admisible asignada (I_p) (kA)	100
Poder de corte asignado en cortocircuito (I_{sc}) (kA)	40
Secuencia de maniobras asignada	O – 0.3s – CO – 3min – CO

Tabla 5. Datos del interruptor principal

e. Transformador principal

DATOS	
Potencia asignada (Sr) (kVA)	164.000
Modo de refrigeración	ONAF
Relación de transformación asignada (kV/kV)	170±4x1,25%/ 15,75
Tensión asignada de arrollamiento 1 (U _{r1}) (kV)	161
Tensión asignada de arrollamiento 2 (U _{r2}) (kV)	15,75
Frecuencia asignada (f _r) (Hz)	50
Corriente asignada del arrollamiento 1 (I _{r1}) (A)	586,3
Corriente asignada del arrollamiento 2 (I _{r2}) (A)	6011,8
Tensión soportada a frecuencia industrial (U _d) (valor eficaz) (kV)	325
Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo (Up o Uw) (kV _{cresta})	750
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia de cortocircuito (%)	13,01
Cambiador de tomas	AT
Nº tomas	9
Toma principal	9
Escalón de regulación (%)	1.25%

Tabla 6. Datos del transformador de potencia principal

f. Transformadores de corriente

DATOS	
Tensión asignada (Ur) (kV)	161
Tensión soportada a frecuencia industrial (Ud) (valor eficaz) (kV)	325
Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo (Up o Uw) (kV _{cresta})	750
Frecuencia asignada (f _r) (Hz)	50
Corriente primaria asignada (I _{pr}) (A)	750
Corriente secundaria asignada (I _{sr}) (A)	5
Relación de transformación asignada (kr)	750/5
Secundarios de medida: (CT-BHV-16010-001)	
Factor de seguridad (FS)	5
Potencia de precisión (Sr) (VA)	30
Clase de precisión (Cl--)	0,2 s
Secundarios de protección: (CT-BHV-16010-001)	
Potencia de precisión (Sr) (VA)	60
Clase precisión (-P) Factor límite de precisión (ALF)	5P30
Neutro transformador principal (CT-BAT-16010-001)	
Relación de transformación asignada (kr)	700/1
Potencia de precisión (Sr) (VA)	10
Clase precisión (-P) Factor límite de precisión (ALF)	5P20

Tabla 7. Datos de los transformadores de intensidad de AT

g. Transformadores de tensión

DATOS	
Tensión más elevada para el material (U_m) (valor eficaz) (kV)	170
Tensión soportada a frecuencia industrial (U_d) (valor eficaz) (kV)	325
Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo (U_p o U_w) (kV _{cresta})	750
Frecuencia asignada (f_R) (Hz)	50
Tensión primaria asignada (U_{PR}) (V)	$161.000:\sqrt{3}$
Tensión secundaria asignada (U_{SR}) (V)	$115:\sqrt{3}$
Relación de transformación asignada (k_r) (V)	$161.000:\sqrt{3}/115:\sqrt{3}$
Potencia de precisión (S_R) (VA)	50
Secundarios de medida: (VT-BHV-16010-001,002)	
Clase de precisión asignada (--P)	0,2
Secundarios de protección: (VT-BHV-16010-001,002)	
Clase de precisión asignada (--P)	cl.0,5-3P

Tabla 8. Datos de los transformadores de tensión de AT

Nivel 15,75 kV

a. Generador

DATOS	
Tensión nominal (U_n) (kV)	15,75
Tensión asignada (U_r) (kV)	15,75
Frecuencia asignada (f_r) (Hz)	50
Potencia (MVA)	164,11
Factor de potencia	0,85/0,92
Corriente nominal (A)	6016
Reactancia síncrona (p.u.)	1,75/1,92
Reactancia transitoria (p.u.)	0,196/0,217
Reactancia subtransitoria (p.u.)	0,119/0,159
Reactancia inversa (p.u.)	0,125/0,167
Reactancia homopolar (p.u.)	0,081

Tabla 9. Datos del generador

b. Interruptor del generador

DATOS	
Tensión nominal (U_n) (kV)	23
Tensión asignada (U_r) (kV)	15,75
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial (U_d) (kV)	60
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo (U_p ó U_w) (kV_{cresta})	125
Frecuencia asignada (f_r) (Hz)	50
Corriente asignada en servicio continuo (I_r) (A)	9070 A
Corriente de corta duración admisible asignada (I_k) (kA)	80
Tiempo de cortocircuito asignado (t_k) (s)	3s
Valor de cresta de la corriente admisible asignada (I_p) (kA)	220
Poder de corte asignado en cortocircuito (I_{sc}) (kA)	80
Secuencia de maniobras asignada	CO-30min-CO

Tabla 10. Datos del interruptor del generador

c. Seccionadores

DATOS	
Tensión asignada (U_r) (kV)	15,75
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial (U_d) (kV)	80
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo (U_p ó U_w) (kV_{cresta})	150
Frecuencia asignada (f_r) (Hz)	50
Corriente asignada en servicio continuo (I_r) (A)	9070
Corriente admisible asignada de corta duración (I_k) (A)	80000
Valor de cresta de la corriente admisible asignada (I_p) (kA)	220

Tabla 11. Datos de los seccionadores de generación

d. Transformadores de corriente

DATOS	
Tensión asignada (U_r) (kV)	15,75
Tensión más elevada para el material (U_m) (valor eficaz) (kV)	18,9
Tensión soportada a frecuencia industrial (U_d) (kV_{eficaz})	60
Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo (U_p o U_w) (kV_{cresta})	125
Frecuencia asignada (f_R) (Hz)	50
Secundarios de medida: (CT-BAT-16010-002)	
Relación de transformación asignada (kr)	7500/1
Potencia de precisión (Sr) (VA)	10
Clase de precisión (Cl--)	0,1
Secundarios de medida: (CT-BAG-20510-004)	
Relación de transformación asignada (kr)	7000/5
Potencia de precisión (Sr) (VA)	20
Factor de seguridad (FS)	5
Clase de precisión (Cl--)	0,2 s
Secundarios de medida: (CT-BAG-20510-001,002)	
Relación de transformación asignada (kr)	7000/1
Potencia de precisión (Sr) (VA)	20
Factor de seguridad (FS)	5
Clase de precisión (Cl--)	0,2
Secundarios de medida: (CT-BBT-16110-001, CT-BBT-16120-001)	
Relación de transformación asignada (kr)	1250/5
Potencia de precisión (Sr) (VA)	10
Factor de seguridad (FS)	5
Clase de precisión (Cl--)	0,2 s
Secundarios de protección: (CT-BAG-20510-001,002)	
Relación de transformación asignada (kr)	7000/1
Potencia de precisión (Sr) (VA)	20-30
Clase precisión (-P) Factor límite de precisión (ALF)	5P20
Secundarios de protección: (CT-BBT-16110-001,002)	
Relación de transformación asignada (kr)	1250/1
Potencia de precisión (Sr) (VA)	10-20
Clase precisión (-P) Factor límite de precisión (ALF)	5P30-5P40
Neutro transformador (CT-BBT-16110-002, CT-BBT-16120-002)	
Relación de transformación asignada (kr)	300/1
Potencia de precisión (Sr) (VA)	5
Clase precisión (-P) Factor límite de precisión (ALF)	5P10

Tabla 12. Datos de los transformadores de intensidad MT

e. Transformadores de tensión

DATOS	
Tensión asignada (kV)	15,75
Tensión más elevada para el material (U_m) (valor eficaz) (kV)	18,9
Tensión soportada a frecuencia industrial (U_d) (valor eficaz) (kV)	60
Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo (U_p o U_w) (kV _{cresta})	125
Frecuencia asignada (f_R) (Hz)	50
Tensión primaria asignada (U_{PR}) (V)	$15.750:\sqrt{3}$
Tensión secundaria asignada (U_{SR}) (V)	$115:\sqrt{3}$
Relación de transformación asignada (k_r) (V)	$15.750:\sqrt{3} / 115:\sqrt{3}$
Secundarios de medida: (VT-BAC-16310-001,002)	
Potencia de precisión (S_r) (VA)	45
Clase de precisión asignada (--P)	0,2
Secundarios de medida: (VT-BAG-20510-001,002)	
Potencia de precisión (S_r) (VA)	20
Clase de precisión asignada (--P)	0,2
Secundarios de protección: (VT-BAC-16310-002)	
Potencia de precisión (S_r) (VA)	200
Clase de precisión asignada (--P)	cl.3P

Tabla 13. Datos transformadores de tensión MT

f. Pararrayos

DATOS	
Tensión nominal de la red (kV)	15,75
Tensión de funcionamiento continuo (U_c) (kV)	21
Tensión asignada (U_r) (kV)	15,75
Frecuencia asignada (f_r) (Hz)	50
Corriente nominal de descarga (I_n) (A)	20000
Clase de descarga	4
Tensión residual para la corriente de descarga (8/20 μ s) (kV)	66,4

Tabla 14. Datos de los pararrayos del generador

g. Transformadores de servicios auxiliares

DATOS	
Potencia asignada (Sr) (kVA)	27000
Modo de refrigeración	ONAF
Relación de transformación asignada (kV/kV)	15,75±10x1,25%/ 6,6
Tensión asignada de arrollamiento 1 (U_{r1}) (kV)	15,75
Tensión asignada de arrollamiento 2 (U_{r2}) (kV)	6,6
Frecuencia asignada (f_r) (Hz)	50
Corriente asignada del arrollamiento 1 (I_{r1}) (A)	989,7
Corriente asignada del arrollamiento 2 (I_{r2}) (A)	2361,9
Tensión soportada a frecuencia industrial (U_d) (valor eficaz) (kV)	38
Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo (U_p o U_w) (kV _{cresta})	95
Grupo de conexión	Dyn1
Impedancia de cortocircuito (%)	11,5
Cambiador de tomas	AT
Nº tomas	21
Toma principal	11
Escalón de regulación (%)	1,25%
Resistencia puesta a tierra neutro (Ω)	12,7
Tiempo asignado (s)	10
Corriente asignada (A)	300

Tabla 15. Datos de los transformadores de servicios auxiliares

h. P.A.T. generador

DATOS	
Potencia asignada (Sr) (kVA)	90,93
Relación de transformación asignada (kV/kV)	15,75:√3 / 0,5
Tensión asignada de arrollamiento 1 (U_{r1}) (kV)	15,75/√3
Tensión asignada de arrollamiento 2 (U_{r2}) (V)	500
Frecuencia asignada (f_r) (Hz)	50
Corriente asignada del arrollamiento 1 (I_{r1}) (A)	10
Resistencia	
Tensión nominal (V)	500
Tiempo asignado (s)	10
Resistencia (Ω)	2,75

Tabla 16. Datos de la puesta a tierra del generador

Nivel 6,6 kV

a. Transformadores de intensidad

Lo único que se va a tener en cuenta en este nivel son los transformadores de intensidad que dan el valor de la corriente en el lado de baja tensión de los transformadores de servicios auxiliares, ya que dicho valor se tiene en cuenta para la función de protección diferencial de dichos transformadores de potencia.

DATOS	
Tensión asignada (U_r) (kV)	6,6
Tensión más elevada para el material (U_m) (valor eficaz) (kV)	7,2
Tensión soportada a frecuencia industrial (U_d) (valor eficaz) (kV)	20
Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo (U_p o U_w) (kV _{cresta})	60
Frecuencia asignada (f_R) (Hz)	50
Secundarios de medida: (CT-BBA-20010-001, CT-BBA-20020-001)	
Relación de transformación asignada (kr)	3000/5
Potencia de precisión (Sr) (VA)	30
Clase de precisión (Cl--)	1

Tabla 17. Datos de los transformadores de intensidad BT

2. Protecciones eléctricas

Según los “Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares” de Red Eléctrica se deben tener las siguientes funciones de protección para asegurar un correcto funcionamiento del sistema de generación.

Los grupos generadores deberían mantenerse siempre que sea posible en servicio ante las perturbaciones, para no provocar una mayor incidencia.

Asimismo, los generadores tienen un comportamiento muy diferente ante perturbaciones de la red que otras máquinas, ya que son máquinas rotativas. Por ello, las funciones de protección en un generador son muy diferentes de las funciones en otras máquinas, como los transformadores.

Se van a separar las funciones de protección según el tipo de defecto:

- Cortocircuitos

Tanto entre fases como a tierra. Se usa como protección principal la diferencial (87), con otras funciones como sobrecorriente (tanto direccional (67) como no direccional (51)) o mínima impedancia (21) como respaldo.

- Funcionamiento anormal de la red que afecta al generador.

En este caso se trata de proteger al generador frente a perturbaciones externas a él. Por ejemplo una variación en la carga (sobrecarga (49) y carga desequilibrada (46)), variación en la frecuencia (pérdida de sincronismo (78) y variación de frecuencia (81)) y proteger frente a mínima tensión en servicios auxiliares (27) que pueden provocar daños en los motores diésel.

- Funcionamiento anormal del generador que puede provocar daños a sí mismo o perturbar la red.

En este caso las perturbaciones proceden del propio generador, y por tanto además de separar al mismo de la red suele ser necesario apagar el generador. Pueden ser provocadas por el sistema de excitación (tanto sobreexcitación (24) como subexcitación (40)), sobretensión (59) o funcionamiento del generador como motor (retorno de energía (32)). También se debe proteger frente a una conexión incorrecta del generador (energización accidental (50/27)).

También se incluye el fallo del interruptor del generador (50BF), porque suele ser crítico en estos casos la desconexión del mismo.

- Redundancias

Se refiere tanto a funciones extra como para faltas a tierra cercanas al neutro del generador (64G y 59N), como a la recomendación de duplicar algunas de las funciones anteriores

Las funciones de protección de la línea frente a cortocircuitos son la diferencial (87), sobrecorriente (51 y 67) y distancia (21).

También se debe proteger la correcta conexión del grupo generador a la red con las funciones de sincronismo (25) y mínima tensión (27)

Respecto a los transformadores, se deben proteger frente a cortocircuitos con la función diferencial (87) y sobrecorrientes. También frente a un calentamiento excesivo, por ejemplo ante sobrecarga (49).

Los transformadores suelen tener protecciones propias frente a diversas circunstancias. Dichas funciones de protección no se van a ajustar en este estudio, solo se van a nombrar.

La más conocida es el relé Buchholz, que controla el aceite aislante del transformador y aprovecha las propiedades del aceite para detectar diversas perturbaciones internas como defectos de aislamiento, rotura de conductores, calentamiento del núcleo, sobrecargas o cortocircuitos. Se coloca entre la cuba y el depósito de expansión y el relé vigila la presencia de gases en el aceite para detectar defectos leves, teniendo en cuenta que un arco eléctrico descompone el aceite térmicamente, acumulando gases en el relé, provocando un desplazamiento de un nivel que provoca una alarma.

También puede detectar defectos graves en el transformador gracias a que se liberaría una gran cantidad de gas rápidamente, provocando que se active un contacto que provoca un disparo del transformador.

Posee también una mirilla para observar visualmente el color de los gases, ya que dicho color puede revelar el tipo de defecto. Por ejemplo, si es blanco indica destrucción del papel aislante o si es negro/gris indica una descomposición del aceite.

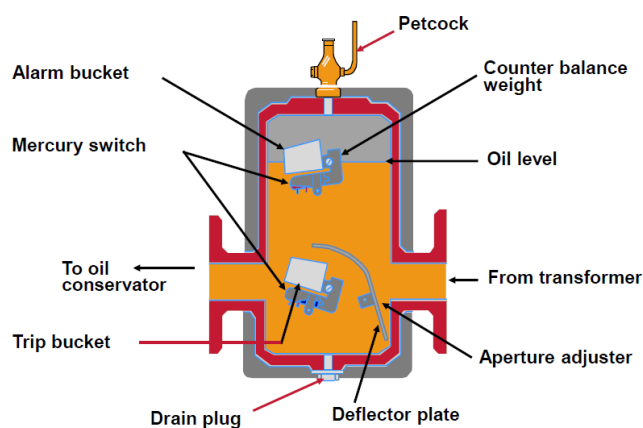


Figura 7. Relé Buchholz [4]

Otras protecciones propias pueden ser:

Sobrepresión (63): detecta una presión excesiva dentro de la cuba, y utiliza liberadores de presión para disminuir dicha presión en caso necesario.

Sobrecalentamiento (49 y 26): se puede dar un sobrecalentamiento por diferentes motivos, como alta temperatura ambiente, fallo en la refrigeración, sobrecargas y otros motivos como circulación de corrientes inusuales por diferencias de frecuencia o desequilibrios. El sobrecalentamiento tiene distintas consecuencias en función de su duración y temperatura, siendo el más leve un acortamiento de la vida del aislamiento y los más graves provocar fallos inmediatos de aislamiento que pueden provocar la destrucción del transformador.

El generador también suele tener protecciones propias, como pueden ser contra sobrecalentamiento (49) o faltas a tierra en el rotor (64R).

A continuación se van a identificar todos los relés de protección con sus funciones activas. También se va a incluir la información del origen de la señal (transformadores de corriente y tensión) en cada función, así como el elemento en el que actúa dicha función.

Se van a ordenar los relés de acuerdo al elemento a proteger, que en este caso son tres: línea, transformadores y generador.

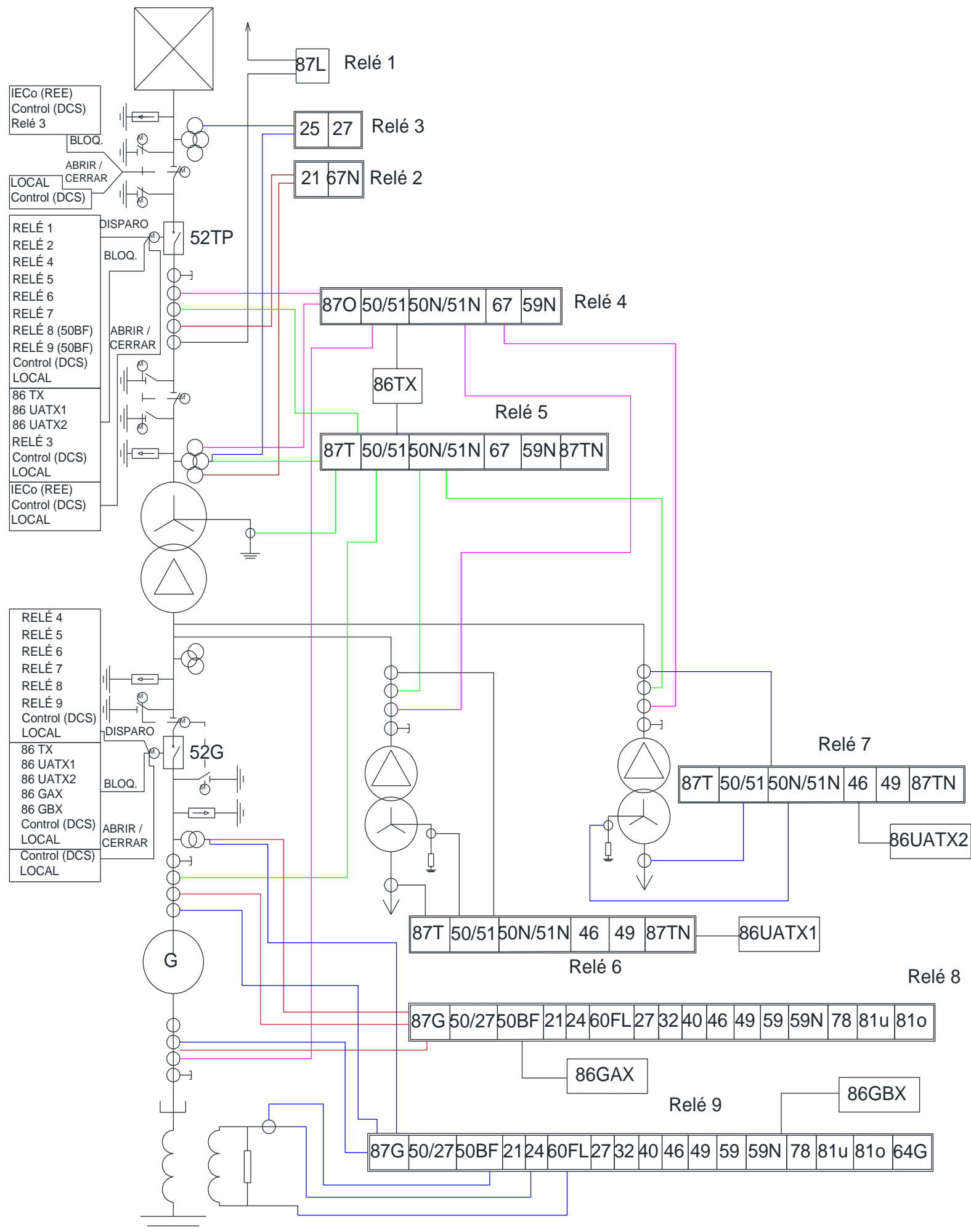


Figura 8. Esquema de protección

a. Protección de línea

- Relé 1: modelo SEL 311L

Función		TI	Actuación	
87L	Diferencial de línea	CT-BHV-16010-0001	Interruptor principal	CB-BHV-16010-001

Debe estar en comunicación constante con el relé en el otro extremo de la línea para poder determinar cuándo debe actuar.

La actuación de este relé provoca el disparo del interruptor principal

- Relé 2: modelo ABB REL 650

Función		TI	TT	Actuación	
21	Mínima impedancia	CT-BHV-16010-001	VT-BHV-16010-002	Interruptor principal	CB-BHV-16010-001
67N	Sobrecorriente direccional de neutro	CT-BHV-16010-001	VT-BHV-16010-002		

La actuación de cualquiera de ambas funciones provoca el disparo del interruptor principal

- Relé 3: modelo ABB REU-615

Función		TT	Actuación	
25	Sincronismo	VT-BHV-16010-001	Interruptor principal	CB-BHV-16010-001
		VT-BHV-16010-002		
27	Mínima tensión	VT-BHV-16010-001	Seccionador puesta a tierra	DS-BHV-16010-001

La función 25 provoca un bloqueo en el interruptor principal, para evitar que se conecten la red y la planta fuera de sincronismo.

La función 27 provoca el bloqueo del seccionador de puesta a tierra, para evitar que se cierre cuando se tiene tensión en la línea, y el interruptor principal está abierto.

b. Protección de transformadores

Transformador principal

Se tienen dos relés redundantes con los mismos ajustes, a excepción de la diferencial, que, si bien tiene los mismos ajustes, protege cosas diferentes en ambos casos. En uno de ellos, se aprovecha para tener una diferencial de bloque sirviendo de apoyo a la protección del generador.

- Relé 4: modelo ABB RET-670

Función		TI	TT	Actuación	
50/51	Sobrecorriente	CT-BHV-16010-001	-	Interruptor principal Interruptor generador Interruptor SSAA Relé de bloqueo	CB-BHV16010-001 CB-BAC-16310-001
50N/51N	Sobrecorriente de neutro	CT-BHV-16010-001	-		
59N	Sobretensión de neutro	-	VT-BHV-16010-002		
67	Sobrecorriente direccional	CT-BHV-16010-001	VT-BHV-16010-002		
87O	Diferencial total	CT-BHV-16010-001	-		
		CT-BAG-20510-002	-		
		CT-BBT-16110-001	-		
		CT-BBT-16120-001	-		

Cuando actúa cualquiera de estas funciones el relé procede a disparar el interruptor principal, el de generación y también, aunque eso no se va a ver en el estudio, los interruptores de servicios auxiliares.

Asimismo, también se energiza un relé de bloqueo 86TX, que bloquea el cierre de los interruptores mencionados tras el disparo.

- Relé 5: modelo ABB RET-670

Función		TI	TT	Actuación	
50/51	Sobrecorriente	CT-BHV-16010-001	-	Interruptor principal Interruptor generador Interruptores SSAA Relé de bloqueo	CB-BHV16010-001 CB-BAC-16310-001
50N/51N	Sobrecorriente de neutro	CT-BHV-16010-001	-		
59N	Sobretensión de neutro	-	VT-BHV-16010-002		
67	Sobrecorriente direccional	CT-BHV-16010-001	VT-BHV-16010-002		
87TN	Diferencial de neutro	CT-BHV-16010-001	-		
		CT-BAT-16010-001	-		
87T	Diferencial transformador	CT-BHV-16010-001	-		
		CT-BAC-16310-002	-		
		CT-BBT-16110-001	-		
		CT-BBT-16120-001	-		

Cuando actúa cualquiera de estas funciones el relé procede a disparar el interruptor principal, el de generación y también, aunque eso no se va a ver en el estudio, los interruptores de servicios auxiliares.

Asimismo, también se energiza un relé de bloqueo 86TX, que bloquea el cierre de los interruptores mencionados tras el disparo.

Transformadores de servicios auxiliares

Se tiene un relé diferente para cada uno de los dos transformadores de servicios auxiliares.

- Relé 6: modelo ABB RET-620

Función		TI	Actuación	
46	Carga desequilibrada	CT-BBT-16110-001	Interruptor principal Interruptor generador Interruptores SSAA Relé de bloqueo	CB-BHV16010-001 CB-BAC-16310-001
49	Imagen térmica	CT-BBT-16110-001		
50/51	Sobrecorriente	CT-BBT-16110-001		
50N/51N	Sobrecorriente de neutro	CT-BBT-16110-002		
87T	Diferencial transformador	CT-BBT-16110-001		
		CT-BBA-20010-001		
87TN	Diferencial de neutro	CT-BBA-20010-001		
		CT-BBT-16110-002		

Cuando actúa cualquiera de estas funciones el relé procede a disparar el interruptor principal, el de generación y también, aunque eso no se va a ver en el estudio, los interruptores de servicios auxiliares.

Asimismo, también se energiza un relé de bloqueo 86UATX1, que bloquea el cierre de los interruptores mencionados tras el disparo.

- Relé 7: modelo ABB RET-620

Función		TI	Actuación	
46	Carga desequilibrada	CT-BBT-16120-001	Interruptor principal Interruptor generador Interruptores SSAA Relé de bloqueo	CB-BHV16010-001 CB-BAC-16310-001
49	Imagen térmica	CT-BBT-16120-001		
50/51	Sobrecorriente	CT-BBT-16120-001		
50N/51N	Sobrecorriente de neutro	CT-BBT-16120-001		
87T	Diferencial transformador	CT-BBT-16120-001		
		CT-BBA-20020-001		
87TN	Diferencial de neutro	CT-BBA-20020-001		
		CT-BBT-16120-002		

Cuando actúa cualquiera de estas funciones el relé procede a disparar el interruptor principal, el de generación y también, aunque eso no se va a ver en el estudio, los interruptores de servicios auxiliares.

Asimismo, también se energiza un relé de bloqueo 86UATX2, que bloquea el cierre de los interruptores mencionados tras el disparo.

c. Protección del generador

Se tienen dos relés redundantes con los mismos ajustes. Salvo la función 64G, que solo se activa en uno de ellos, debido a que solo se tiene un TI de medida.

1. Relé 8: modelo SIEMENS 7 UM621

Función		TI	TT	Actuación	
21	Mínima impedancia	CT-BAG-20510-002	VT-BAG-20510-001	Interruptor generador	CB-BAC-16310-001
24	Sobreexcitación	-	VT-BAG-20510-001		
50/27	Energización accidental	CT-BAG-20510-002	VT-BAG-20510-001		
27	Mínima tensión	-	VT-BAG-20510-001		
32	Retorno de energía	CT-BAG-20510-001	VT-BAG-20510-001		
40	Subexcitación	CT-BAG-20510-002	VT-BAG-20510-001		
46	Carga desequilibrada	CT-BAG-20510-002	-	Interruptor principal Interruptores de SSAA	CB-BHV-16010-001
50BF	Fallo interruptor	CT-BAG-20510-002	-		
59	Sobretensión	-	VT-BAG-20510-001	Interruptor generador	CB-BAC-16310-001
59N	Sobretensión de neutro	-	VT-BAG-20510-001		
60FL	Balance de tensión	-	VT-BAG-20510-001		
78	Pérdida de sincronismo	CT-BAG-20510-002	VT-BAG-20510-001		
81 u/o	Variación de frecuencia	-	VT-BAG-20510-001		
87G	Diferencial generador	CT-BAG-20510-001	-		
		CT-BAG-20510-002	-		

2. Relé 9: modelo SIEMENS 7 UM621

Función		TI	TT	Actuación	
21	Mínima impedancia	CT-BAG-20510-002	VT-BAG-20510-001	Interruptor generador	CB-BAC-16310-001
24	Sobreexcitación	-	VT-BAG-20510-001		
50/27	Energización accidental	CT-BAG-20510-002	VT-BAG-20510-001		
27	Mínima tensión	-	VT-BAG-20510-001		
32	Retorno de energía	CT-BAG-20510-001	VT-BAG-20510-001		
40	Subexcitación	CT-BAG-20510-002	VT-BAG-20510-001		
46	Carga desequilibrada	CT-BAG-20510-002	-	Interruptor principal Interruptores de SSAA	CB-BHV-16010-001
50BF	Fallo interruptor	CT-BAG-20510-002	-		
59	Sobretensión	-	VT-BAG-20510-001	Interruptor generador	CB-BAC-16310-001
59N	Sobretensión de neutro	-	VT-BAG-20510-001		
60FL	Balance de tensión	-	VT-BAG-20510-001		
64G	100% faltas a tierra del estator				
78	Pérdida de sincronismo	CT-BAG-20510-002	VT-BAG-20510-001		
81 u/o	Variación de frecuencia	-	VT-BAG-20510-001		
87G	Diferencial generador	CT-BAG-20510-001	-		
		CT-BAG-20510-002	-		

Cuando actúa cualquiera de estas funciones el relé procede a disparar el interruptor de generación. La única excepción es la función 50BF de fallo interruptor, que actúa sobre los interruptores adyacentes (interruptor principal y los dos interruptores de servicios auxiliares) debido a que por algún problema el interruptor del generador no haya podido abrir. También se energiza un relé de bloqueo 86GX, que bloquea el cierre del interruptor tras el disparo.

Las funciones de protección instaladas debido a funcionamiento anormal del propio generador, además de provocar el disparo del interruptor del generador disparan el circuito de excitación del generador para apagar el generador completamente, aunque en este caso no se estudia el circuito de excitación.

Dichas funciones son las siguientes:

Sobreexcitación (24)

Sobretensión de neutro (59N)

Retorno de energía (32)

100% faltas a tierra estator (64G)

Subexcitación (40)

Diferencial de generador (87G)

Sobretensión (59)

CAPÍTULO 3: CÁLCULOS

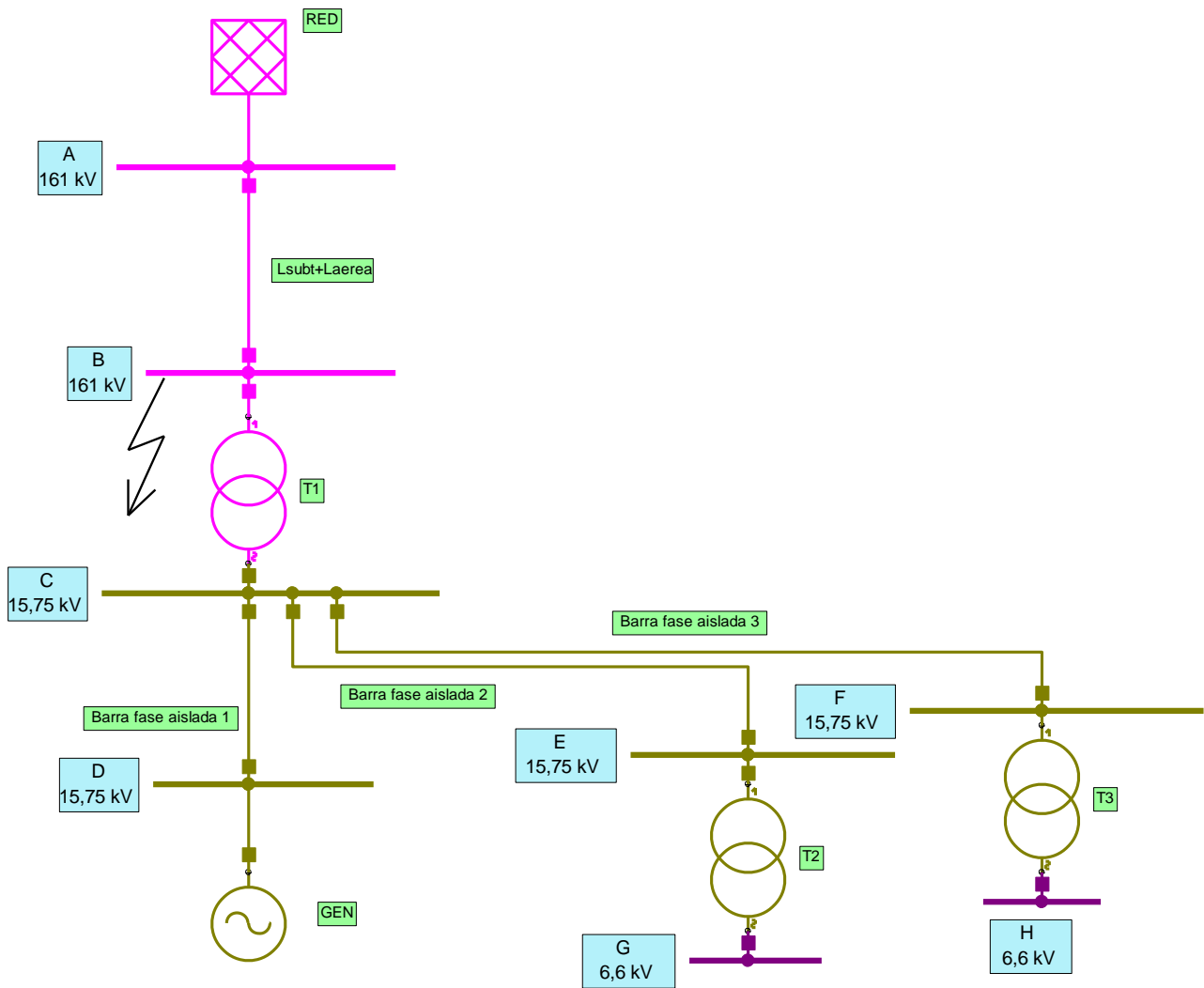
1. Cálculo cortocircuitos

Se van a estudiar los peores cortocircuitos posibles. En este caso los peores para los interruptores que hay en el sistema son: un cortocircuito trifásico en bornes del transformador principal y un cortocircuito trifásico en bornes del generador. Asimismo, se va a calcular un cortocircuito trifásico en bornes de BT del transformador de servicios auxiliares, que va a ser necesario para comprobar si puede existir saturación en los transformadores de intensidad de esa zona.

Para estudiar dichos cortocircuitos se va a utilizar un software denominado NEPLAN. En dicho programa se han añadido todos los datos necesarios del sistema, como son las tensiones nominales, la potencia nominal, las impedancias de cortocircuito de los transformadores y red, etc.

El estudio llega solo hasta bornes de los transformadores de servicios auxiliares, y no se tienen en cuenta posibles aportaciones de corriente desde dichos servicios auxiliares (motores diésel, etc) que puedan aparecer en la realidad, ya que no se dispone de dichos datos.

Cortocircuito trifásico en bornes de AT del transformador



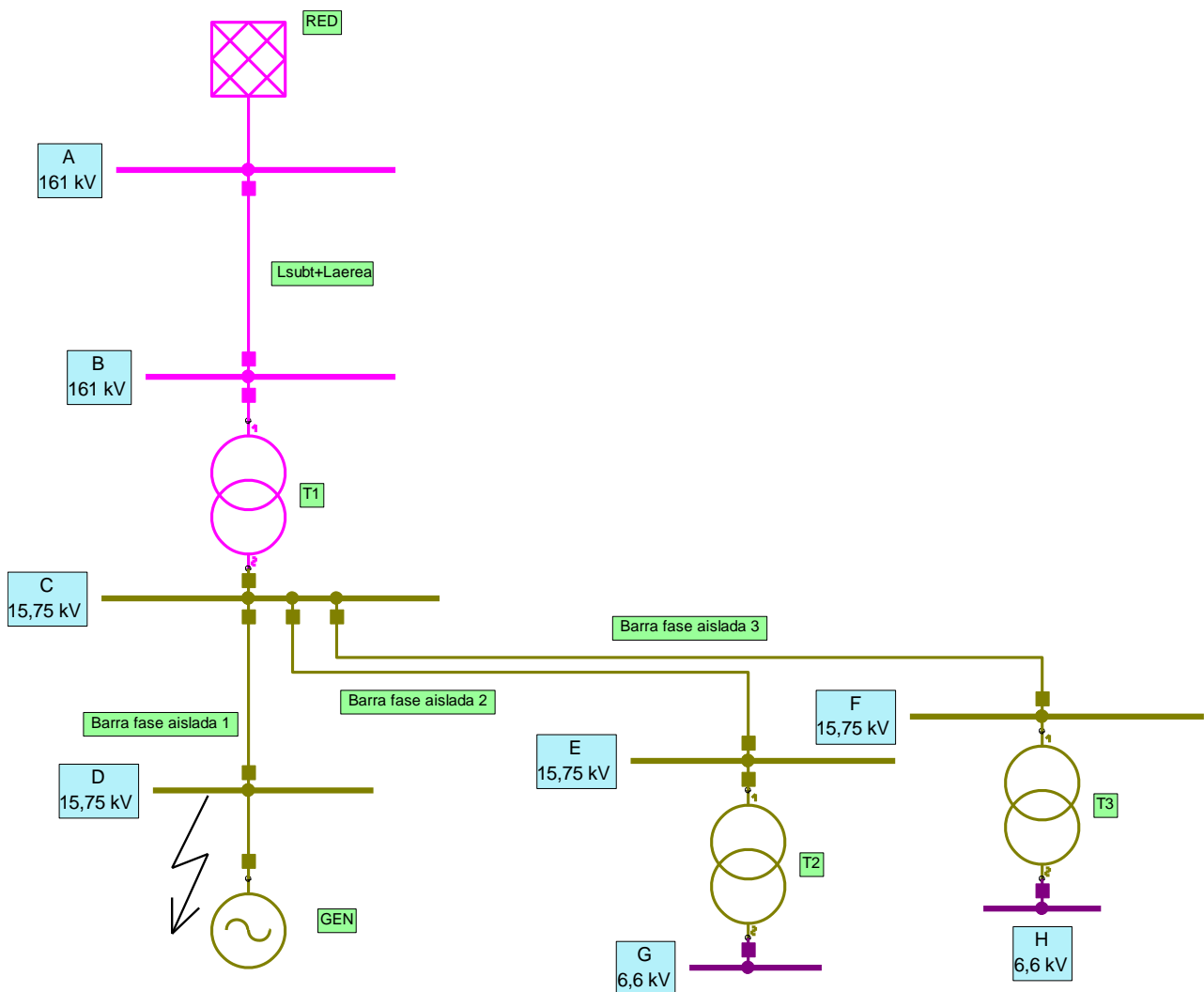
Desde	Hacia	Nombre elemento	Vn (kV)	Vle (kV)	AV It (°)	ik' (kA)	Aik' (°)	Falla Trifásica
A	En falla		161	102,249	180	38,356	-19,77	
A	B	Lsubt+Laerea				37,554	163,53	
A	A	T1				2,327	92,04	
B			161	95,996	169,24			
B	A	Lsubt+Laerea				37,554	-16,47	
B	C	RED				37,554	163,53	
C			15,75	4,626	179,17			
C	D	Barra fase aislada 1				25,118	92,04	
C	B	T1				25,118	-87,96	
C	F	Barra fase aislada 2				0	90	
C	E	Barra fase aislada 3				0	-90	
D			15,75	4,626	179,18			
D	C	Barra fase aislada 1				25,118	-87,96	
D	D	GEN				25,118	92,04	
F			15,75	4,626	179,17			
F	H	T2				0	98,44	
F	C	Barra fase aislada 2				0	-90	
E			15,75	4,626	179,17			
E	G	T3				0	90	
E	C	Barra fase aislada 3				0	-90	
G			6,6	1,909	179,17			
G	E	T2				0	-90	
H			6,6	1,939	179,17			
H	F	T3				0	-81,56	

Tabla 18. Cortocircuito trifásico en bornes de AT del transformador

Se puede ver que al producirse un cortocircuito trifásico franco en bornes de AT del transformador principal, circularían 37,55 kA por la línea donde se encuentra el interruptor. Al ser el cortocircuito más exigente, indica la cantidad de corriente que deben poder soportar todos los elementos por los que circula dicha corriente, así como el poder de corte que debe tener el interruptor principal, ya que debe ser capaz de abrir el sistema ante esa cantidad de corriente.

Más adelante se va a hacer una comprobación de que la aparamenta ha sido seleccionada correctamente, y se tendrá en cuenta este cálculo para ello.

Cortocircuito trifásico en bornes del generador

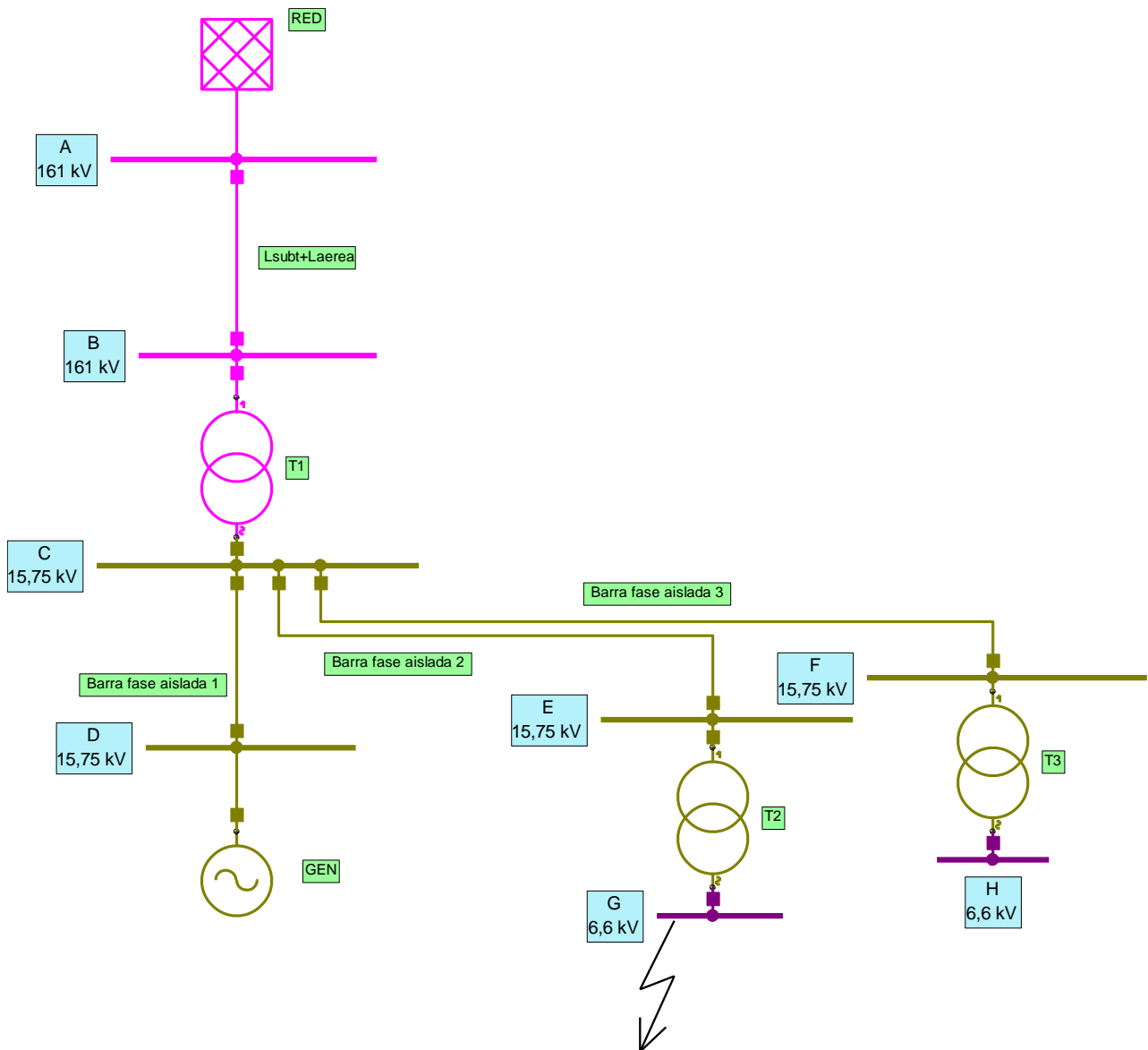


Este cortocircuito es el más exigente tanto para el generador como para el interruptor del generador y al igual que el anterior servirá para conocer la máxima corriente que circulará por esos componentes.

Desde	Hacia	Nombre elemento	Vn (kV)	Vle (kV)	AV It (°)	ik' (kA)	Aik' (°)	Falla Trifásica
D	En falla		15,75	10,003	180	103,766	-84,84	
D	C	Barra fase aislada 1				50,201	97,62	
D	D	GEN				53,655	92,86	
C			15,75	10,002	180,01			
C	D	Barra fase aislada 1				50,201	-82,38	
C	B	T1				50,201	97,62	
C	E	Barra fase aislada 2				0	-90	
C	F	Barra fase aislada 3				0	90	
B			161	12,628	114,53			
B	A	Lsubt+Laerea				4,651	97,62	
B	C	T1				4,651	-82,38	
E			15,75	10,002	180,01			
E	G	T2				0	0	
E	C	Barra fase aislada 2				0	-90	
F			15,75	10,002	180,01			
F	H	T3				0	-90	
F	C	Barra fase aislada 3				0	-90	
A			161	11,889	103,33			
A	B	Lsubt+Laerea				4,651	-82,38	
A	A	RED				4,651	97,62	
G			6,6	4,128	180,01			
G	E	T2				0	180	
H			6,6	4,191	180,01			
H	F	T3				0	-90	

Tabla 19. Cortocircuito trifásico en bornes del generador

Cortocircuito trifásico en bornes de BT del transformador de servicios auxiliares



Desde	Hacia	Nombre elemento	Vn (kV)	Vle (kV)	AV It (°)	ik' (kA)	Aik' (°)	Falla Trifásica
G	En falla		6,6	4,192	180	21,145	-89,56	
G	E	T2				21,145	90,44	
E			15,75	0,854	175,25			
E	G	T2				8,861	-89,56	
E	C	Barra fase aislada 2				8,861	90,44	
C			15,75	0,854	175,26			
C	D	Barra fase aislada 1				4,58	88,13	
C	B	T1				4,288	92,91	
C	E	Barra fase aislada 2				8,861	-89,56	
C	F	Barra fase aislada 3				0	-90	
B			161	1,082	109,38			
B	A	Lsubt+Laerea				0,397	92,91	
B	C	T1				0,397	-87,09	
D			15,75	0,854	175,27			
D	C	Barra fase aislada 1				4,58	268,13	
D	D	GEN				4,58	88,13	
F			15,75	0,854	175,26			
F	H	T3				0	90	
F	C	Barra fase aislada 3				0	-90	
A			161	1,016	98,62			
A	B	Lsubt+Laerea				0,397	-87,09	
A	A	RED				0,397	92,91	
H			6,6	0,358	175,26			
H	F	T3				0	-90	

Tabla 20. Cortocircuito trifásico en bornes de BT de transformador de servicios auxiliares

Este cortocircuito se ha añadido por ser necesario para comprobar la aparición de saturación por parte de los transformadores de intensidad en el lado de baja tensión de servicios auxiliares.

Los transformadores de servicios auxiliares, así como las barras de fase aislada hasta dichos transformadores, se van a considerar que son iguales y equivalentes. Por lo tanto, un cortocircuito en este punto es equivalente a uno en el lado de BT del otro transformador de servicios auxiliares, y se obtendrían los mismos resultados.

2. Cálculo ajustes

1. GENERADOR

El modelo de relé de protección del generador es un SIEMENS 7UM621, y se han colocado dos relés iguales con las mismas funciones y ajustes, de manera redundante. Salvo la función 64G, que solo está presente en el relé de protección principal, debido a que solo se tiene un transformador de intensidad de medida para esa función. El relé en este caso tiene activadas las siguientes funciones de protección:

a. Función 21: mínima impedancia

Cuando se agrega esta función en la zona del generador, suele ser como protección de respaldo para la diferencial, que es la protección principal.

La característica de operación de esta función generalmente es una circunferencia centrada en el origen y su actuación es instantánea. También se pueden añadir más círculos de mayor tamaño para ampliar la zona de protección, pero dichos círculos deben estar siempre temporizados, porque se añaden como respaldo a otras zonas, y hay que dar tiempo a que las protecciones propias de dichas zonas actúen.

Esta función calcula el módulo de la impedancia a partir de los valores de tensión y corriente medidos con los transformadores de corriente y tensión, y actúa si dicho valor calculado es inferior al valor de ajuste, que es el radio mencionado anteriormente. Si el valor de la impedancia es superior, no actúa.

Como está centrada en el origen, puede ver faltas hacia detrás (en el generador) en las que el módulo de la impedancia medida desde bornas de salida sea menor que el límite ajustado. Por lo tanto, hay una fracción del devanado del generador que su impedancia vista desde las bornas de salida coincide con la impedancia de ajuste. Esto provoca que esta función no solo proteja frente a faltas entre el generador y el transformador principal, sino que también sirve como protección ante faltas internas del generador, aunque no puede dar cobertura al 100% de los devanados del estator, sino sólo a una parte.

Para asegurar que la corriente medida es siempre la que aporta el generador, es conveniente tomar el valor de la corriente entre el generador y el neutro, aunque eso altera el valor de la zona protegida hacia el generador, ya que, para faltas internas del generador, la corriente que lee el TI no coincide con la corriente que circula por el TT.

Esta protección se suele ajustar para que actúe de forma instantánea si la impedancia calculada es inferior al 70-90% del valor de la impedancia de cortocircuito del transformador principal ($Z_{cc(TP)}$). La zona de disparo temporizado se suele ajustar al 100% del valor de $Z_{cc(TP)}$ y con cierta temporización para dejar actuar a la protección correspondiente. También es posible ajustar una zona de sobrealcance instantáneo si existe comunicación con el exterior. Según el manual del relé en este caso esa comunicación consiste en la comprobación de que el interruptor principal está abierto. Con lo cual, si el interruptor principal está abierto y la impedancia medida es inferior a un valor de 110-120% de $Z_{cc(TP)}$ sólo puede significar que hay una falta en el interior de la zona a proteger, y se procede al disparo automático.

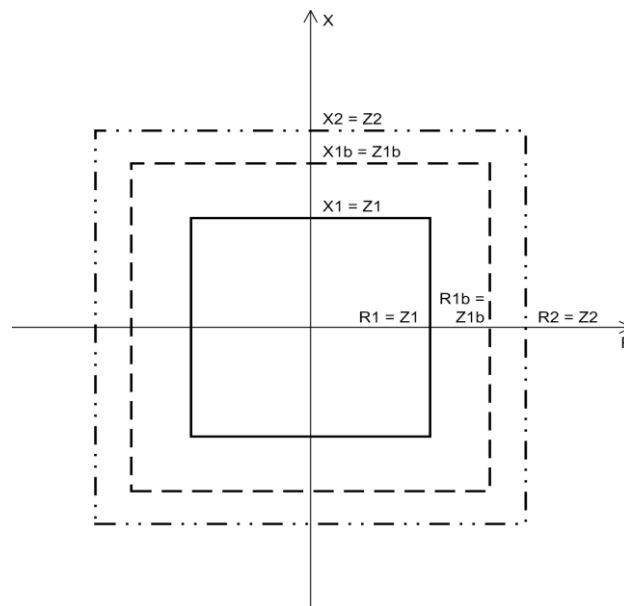


Figura 9. Característica operación mínima impedancia [5]

También se debe tener en cuenta que para que esta función actúe, la corriente medida debe ser superior a un determinado valor, que debe ser superior al valor de la corriente máxima que puede aparecer en funcionamiento normal, que se da cuando hay una sobrecarga (potencia 20% superior a la nominal) y la tensión es la mínima admisible (95% de la nominal). En ese caso la corriente es un 20-30% superior a la corriente nominal, y como queremos asegurar que sea superior se puede imponer que la corriente medida debe ser un 35-40% superior a la corriente nominal. Se denomina corriente de arranque.

En este caso la corriente de arranque será:

$$I_{\text{arranque}} = 1,35 \cdot I_N = 1,35 \cdot 6016 = 8121,6 \text{ A}_{\text{prim}}$$

$$Tl: 7000/1 \text{ A}$$

$$I_{\text{arranque}} = 1,35 \cdot I_N \cdot 1/7000 = 1,35 \cdot 6016 \cdot 1/7000 = 1,16 \text{ A}_{\text{sec}}$$

En caso de cortocircuitos fuera de las zonas Z1 y Z2, el equipo trabaja como protección temporizada de sobreintensidad con retardo de tiempo. Dicha operación se da en el momento que se sobrepasa la corriente arranque. Su tiempo final no direccional T-FINAL se ajusta en este caso como 3,5 segundos, para permitir que las demás protecciones actúen.

Respecto a la tensión, puede darse la situación de que la tensión se haya reducido, haciendo que la corriente de cortocircuito se reduzca a su vez, quedando por debajo del límite calculado anteriormente, a pesar de que se haya producido una falta. Por ese motivo, si se detecta que la tensión es menor que un valor determinado, que se denominará tensión de arranque. Esta tensión debe ser inferior a la mínima tensión de línea que se puede dar en funcionamiento normal, y se puede estimar en 70-80% de la tensión nominal.

Cuando la tensión alcanza un valor inferior a la tensión de arranque, lo que se hace es permitir el arranque de la protección, aunque no se alcance la corriente mínima anterior. Se permite el arranque durante un tiempo que se denomina tiempo de retención, que para asegurar que actuase la protección en caso de tener que hacerlo se ajusta como un poco superior al máximo tiempo en el que se despeja una falta por esta función.

La tensión de arranque será:

$$U_{\text{arranque}} = 0,80 \cdot U_N = 11,025 \text{ kV}_{\text{prim}}$$

$$TT: 15,75/\sqrt{3} \rightarrow 115/\sqrt{3} \text{ kV}$$

$$U_{\text{arranque}} = 0,8 \cdot U_N \cdot 115/15750 = 92 \text{ V}_{\text{sec}}$$

El tiempo de retención (T-SOSTEN) se va a definir como un segundo más que el tiempo de operación (T-FINAL), que es el tiempo que la función está activa y empieza al darse la condición de la corriente de arranque. En este caso será 4,5 segundos.

Se procede a calcular las impedancias para formar los cuadrados. En primer lugar, se va a calcular el límite de la zona 1, que es la de actuación instantánea.

Se ha definido el límite de esta zona como el 90% de la impedancia de cortocircuito del transformador de potencia. Se tienen los siguientes datos del transformador:

$$Z_{cc} (\%) = 13.01 \%$$

$$S_N = 164 \text{ MVA}$$

$$\text{Relación de transformación: } 161/15,75 \text{ kV}$$

Con lo que la impedancia en el lado de 15,75 kV será:

$$Z_{cc} (\Omega) = (13,01/100) \cdot (15,75 \cdot 10^3)^2 / (164 \cdot 10^6) = 196,79 \text{ m}\Omega_{\text{prim}}$$

Ahora se toma el 90% de ese valor, y se pasa a valores secundarios de los relés de protección:

$$Z_1 = 0,9 \cdot Z_{cc} \cdot TI/TT = 0,9 \cdot 196,79 \cdot 10^{-3} \cdot (7000/1) / (15750/115) = 9,05 \Omega_{\text{sec}}$$

Ahora se calcula la zona de sobrealcance. Como se ha dicho anteriormente, dicha zona tiene una premisa que debe cumplir, que en este caso es que se reciba la señal de que el interruptor principal se encuentra abierto.

Se ha definido que la impedancia límite será del 120% de la impedancia de cortocircuito del transformador de potencia. Al igual que antes hay que calcularla en valores secundarios:

$$Z_{1-S} = 1,2 \cdot Z_{cc} \cdot TI/TT = 1,2 \cdot 196,79 \cdot 10^{-3} \cdot (7000/1)/(15750/115) = 12,07 \Omega_{sec}$$

Estas dos zonas tienen un disparo instantáneo a priori.

La zona 2 se ha definido como la zona con disparo temporizado, y el límite de impedancia para dicha zona es el 100% de la impedancia de cortocircuito del transformador de potencia.

$$Z_2 = 100\% \cdot Z_{cc} \cdot TI/TT = 1 \cdot 196,79 \cdot 10^{-3} \cdot (7000/1)/(15750/115) = 10,06 \Omega_{sec}$$

Las oscilaciones de potencia hacen que la impedancia vista por esta protección varíe, y en algún caso la impedancia puede entrar (aunque solo sea temporalmente) en la zona de disparo. Para no tener en cuenta esas oscilaciones hay que temporizar el disparo. Se puede calcular la temporización mínima para que no haya problemas de oscilaciones, y así poder desactivar la función de bloqueo de disparo debido a oscilaciones.

Se puede suponer que la velocidad de variación de la impedancia cuando hay una oscilación es de $20\Omega/s$ más o menos. Con lo que se puede calcular el tiempo que tardaría la oscilación en atravesar completamente la zona de operación. En este caso sería:

$$t = (\text{diámetro característica}) / \text{velocidad oscilación} = 2 \cdot 9,05 / 20 = 0,91 \text{ s}$$

El disparo de las dos zonas que a priori era instantáneo se va a retrasar 0,9 segundos.

b. Función 24: Sobreexcitación

Con la protección de sobreexcitación se puede detectar cuándo se produce una elevada inducción, que pueda ser inadmisibles en generadores y transformadores (en especial para transformadores de bloque). La protección debe intervenir en caso de que se supere el valor límite de inducción.

Un transformador energizado a tensión y frecuencia nominal toma una corriente de magnetización que produce una inducción y un flujo cuyo valor máximo entra dentro de la zona del codo de saturación de la característica magnética del núcleo.

De forma aproximada se tiene que $U = 4,44 \cdot f \cdot N \cdot \Phi$, con lo que para que el flujo se mantenga constante, la relación U/f debe ser constante a su vez. El flujo debe mantenerse constante para no entrar en zona de saturación, provocando grandes aumentos de corriente frente a pequeños aumentos de tensión. Cuando se llega a saturación, no se puede aumentar más el flujo del núcleo, con lo que empezaría a aumentar el flujo de dispersión, lo que provocaría corrientes por caminos parcialmente ferromagnéticos, cuba y otras partes metálicas como los pernos que mantienen unido el conjunto de chapas laminadas que forman el núcleo. Todos esos circuitos magnéticos no estarían laminados, lo que provocaría grandes pérdidas por corrientes de Foucault, que a su vez provocan un calentamiento excesivo, que puede producir la pérdida de aislamiento entre los pernos y la chapa. Eso causaría que el núcleo se comportase como si fuese macizo (al perder el aislamiento con las chapas), lo que provocaría mayores pérdidas de Foucault a su vez, agravando el problema.

La inducción magnética (B) depende directamente del flujo ($\Phi = B \cdot \text{Área}$) y, como se ha dicho, un aumento de la inducción por encima de la nominal lleva de forma rápida a la saturación del núcleo de hierro. El flujo se puede deducir de la ecuación de la tensión anterior:

$$U = 4,44 \cdot f \cdot N \cdot \Phi \rightarrow \Phi = [1/(4,44 \cdot N)] \cdot U/f$$

Con lo cual la inducción depende de la relación U/f . Esta función toma la relación U/f medida y la compara con la U/f nominal, para conseguir el valor en por unidad.

La protección de sobreexcitación contiene dos curvas características escalonadas y una curva característica térmica para reproducir el calentamiento que sufre el objeto a proteger debido a la sobreexcitación.

Cuando la relación U/f supera el umbral de arranque de la función ($U/f >$), se inicia un contador de tiempo, que cuanta hasta que dicha relación vuelva ser menor que el umbral mencionado, o hasta que sobrepase la curva térmica, en cuyo caso se produce un disparo tanto del interruptor del generador como de la excitación del generador. Si U/f pasa a ser menor que el umbral mencionado, se irá descontando tiempo, para representar el enfriamiento, según el valor de "Tenfriam", que se define como el tiempo en el cual la imagen térmica se enfría desde 100% hasta 0.

La curva térmica viene se define mediante los valores de 8 pares de valores de sobreexcitación U/f (referidos a valores nominales) y al tiempo de disparo t . Los valores intermedios se obtienen en el equipo mediante interpolación lineal, y lo realiza el relé internamente.

Según el “data sheet” del transformador principal, las ocho parejas de puntos tienen los siguientes valores:

$$T(U/f=1,05) = 1300 \text{ s}$$

$$T(U/f=1,25) = 52 \text{ s}$$

$$T(U/f=1,10) = 640 \text{ s}$$

$$T(U/f=1,30) = 24 \text{ s}$$

$$T(U/f=1,15) = 270 \text{ s}$$

$$T(U/f=1,35) = 11 \text{ s}$$

$$T(U/f=1,20) = 125 \text{ s}$$

$$T(U/f=1,40) = 5 \text{ s}$$

El valor de “Tenfriam” es de 1 hora (3600 segundos). Además, el transformador debe funcionar de forma continua para valores inferiores al 110 % de U/f , con lo cual el valor de “ $U/f>$ ” es de 1,1. Se va a tomar “ $U/f>>$ ” como el máximo de los valores dados, que es de 1,40.

En cuanto a los tiempos, el de alarma (“ $T U/f>$ ”) va a ser de 10 segundos, mientras que el tiempo mínimo de disparo (“ $T U/f>>$ ”) se va a tomar en 3 segundos, que es un valor ligeramente inferior al valor correspondiente a la sobreexcitación límite, ya que al ser una protección de respaldo tiene un tiempo de actuación alto.

Para poder desconectar rápidamente sobreexcitaciones muy elevadas se ha previsto una característica escalonada de disparo $U/f >>$, con una temporización $T U/f >>$.

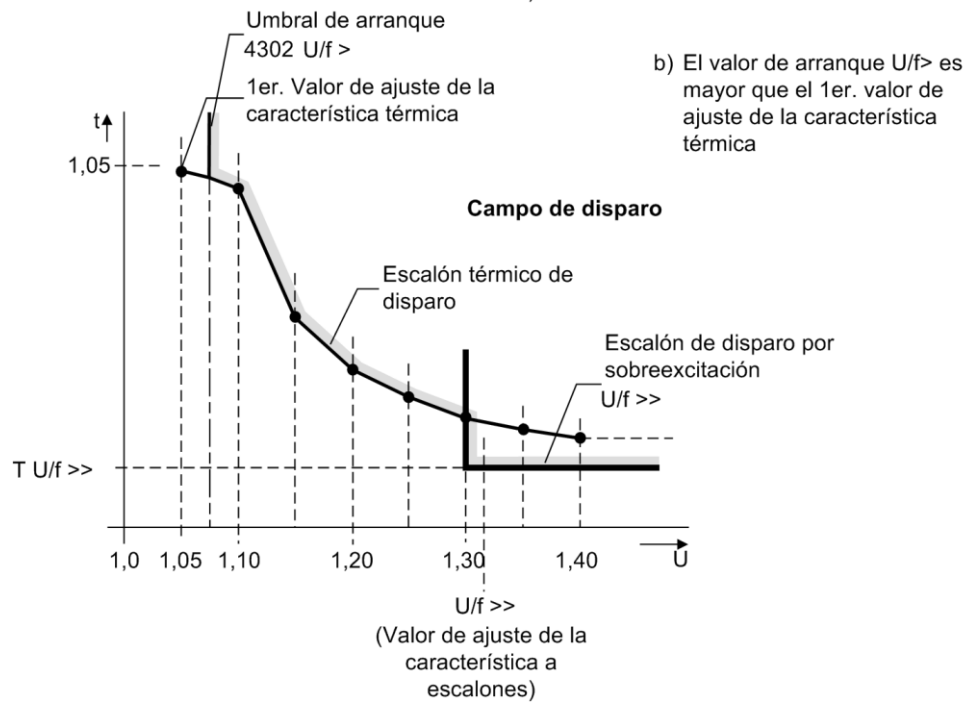
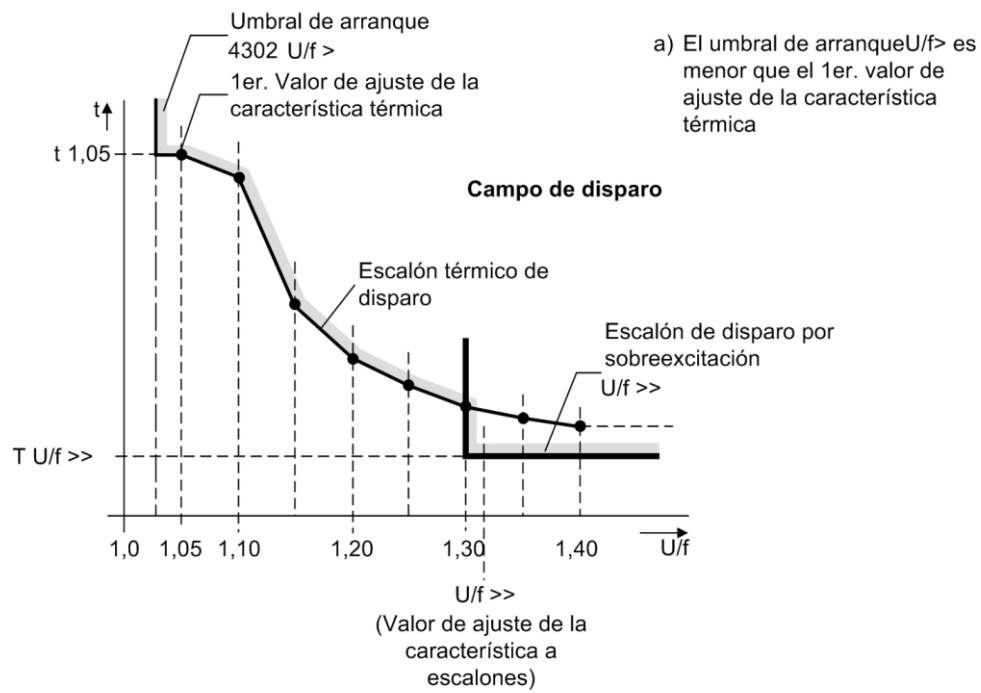


Figura 10. Característica de operación sobreexcitación [5]

c. Función 27: subtensión

La protección de subtensión detecta la reducción de tensión en las líneas de transmisión y en las máquinas eléctricas y evita condiciones de servicio no permisibles y una posible pérdida de estabilidad.

Esta función no se usa para proteger el generador propiamente, ya que el generador puede funcionar sin ningún problema por debajo de su tensión nominal. Se utiliza para detectar subtensión en barras de servicios auxiliares y poder evitar el arranque simultáneo de todos los motores de servicios auxiliares.

El sistema de secuencia positiva se calcula a partir de las oscilaciones fundamentales de las tres tensiones fase-tierra. La protección de subtensión está estructurada con dos escalones. El primer escalón se suele ajustar al 70-80% de la tensión nominal, mientras que el segundo escalón suele ajustarse al 30-40% de la tensión nominal. Las temporizaciones para ambos escalones son diferentes. Para el primero se toma una temporización bastante larga, para dar tiempo a que se corrijan caídas de tensión admisibles. Se suele tomar entre 3-5 segundos. Sin embargo, para el segundo escalón se toma un valor mucho menor, de unos 0,5-1 segundos.

Se debe tener en cuenta que los valores de ajuste del relé para esta función son valores fase-fase, con lo cual el valor es el de medida multiplicado por $\sqrt{3}$.

$$TT: 15750/\sqrt{3} \rightarrow 115/\sqrt{3} \text{ V}$$

$$U_{<} = 0,7 \cdot U_N \cdot 1/TT = 80,5 \text{ V} \quad (TU_{<} = 4 \text{ s})$$

$$U_{<<} = 0,3 \cdot U_N \cdot 1/TT = 34,5 \text{ V} \quad (TU_{<<} = 0,5 \text{ s})$$

d. Función 32: retorno de energía

La protección de retorno de energía (potencia inversa) sirve como protección de un generador cuando, en caso de fallo de la energía de accionamiento, el generador síncrono actúa como motor y pone en marcha la turbina, recibiendo de la red la potencia de arrastre necesaria. Este estado supone un riesgo para los álabes de la turbina y debe subsanarse lo antes posible. Para el generador existe además el peligro de que en caso de que fluya vapor residual (válvula de bloqueo defectuosa), al desconectar el interruptor de potencia la unidad de generador-turbina se acelere y alcance un número de revoluciones excesivas. Por ello, la separación de la red debe tener lugar una vez detectado el consumo de potencia activa.

El relé calcula la potencia activa a partir de las componentes simétricas de las ondas fundamentales de las tensiones y corrientes en base a los últimos 16 períodos en cada caso. El valor de la potencia activa calculada corresponde con la potencia activa total

Para que los breves arranques que se presentan con frecuencia puedan provocar también un disparo, se puede programar un retardo ajustable de este impulso de arranque. Para ello sirve el parámetro T-SOSTEN. que hace que se mantenga el arranque de la función frente a impulsos, haciendo que con cada positivo se dispare de nuevo el escalón de tiempo. De tal manera que si son muchos y suficientes dichos impulsos, la señal de arranque será más larga que los tiempos de retardo.

La orden de disparo, para evitar breves consumos de potencia al sincronizar o debido a oscilaciones de potencia por fallos en la red, se retarda un tiempo ajustable T s.VALV.. En cambio, si la válvula de cierre rápido está cerrada, es suficiente con un breve retardo. Acoplado la posición de la válvula de cierre rápido a través de una entrada binaria, de fallar el cierre rápido se activa el breve retardo T c.VALV.

El valor de respuesta P_{inv} se debe ajustar como porcentaje de la potencia aparente nominal secundaria $S_{Nsec} = \sqrt{3} \cdot U_{Nsec} \cdot I_{Nsec}$ y un valor típico es de -0,5 % S_N (retorna un 0,5 % de la potencia nominal).

En el caso de una potencia inversa sin cierre rápido, para superar una toma de potencia inversa eventualmente corta, tras la sincronización o bien con oscilaciones de potencia tras fallos en la red (p. ej., cortocircuito tripolar), está previsto el retardo de tiempo correspondiente. Normalmente se ajusta un tiempo de retardo T s.VALV. de unos 10 s.

El tiempo típico de Tc VALV suele ser 1 segundo, que es suficiente para evitar daños en el aparato, y también hace que no dispare ante posibles tomas de potencia eventuales, tras la sincronización o ante oscilaciones de potencia.

e. Función 40: subexcitación

La protección de subexcitación protege una máquina síncrona en caso de fallos en la excitación o en el regulador de voltaje y de sobrecalentamientos locales en el rotor. Además, impide que la subexcitación de grandes máquinas ponga en peligro la estabilidad de la red.

Al perder excitación, el grupo generador consume potencia reactiva de la red, para absorber de ésta la excitación que necesita, lo que puede llevar a una desestabilización del generador, debido a que la potencia reactiva consumida es próxima al valor de potencia nominal de la máquina.

Eso provoca que se acelere el generador, de forma que tiende a perder el sincronismo. También se producen calentamientos anormales debidos a las corrientes circulantes.

Para detectar la subexcitación el equipo evalúa las tres intensidades de fase, las tres tensiones como criterio del estator, así como la tensión de excitación como criterio del rotor. En el criterio del estator se calcula la admitancia a partir de las componentes de secuencia positiva de las intensidades y tensiones. Mediante la medición de la conductividad se consigue que, también en el caso de valores de tensión que difieran de la tensión nominal, se determine siempre el límite de estabilidad físicamente correcto; por lo tanto, también en estos casos se puede conseguir una adaptación óptima de la curva característica de protección de acuerdo con la curva característica de estabilidad de la máquina. Mediante la evaluación del sistema de secuencia positiva, la protección también trabaja correctamente en el caso de condiciones de intensidad/tensión asimétricas.

La figura siguiente muestra el diagrama de trabajo de la máquina síncrona en el nivel de admitancia (P/U^2 ; $-Q/U^2$), con el límite de estabilidad estático que corta el eje reactivo en las proximidades de $1/x_d$

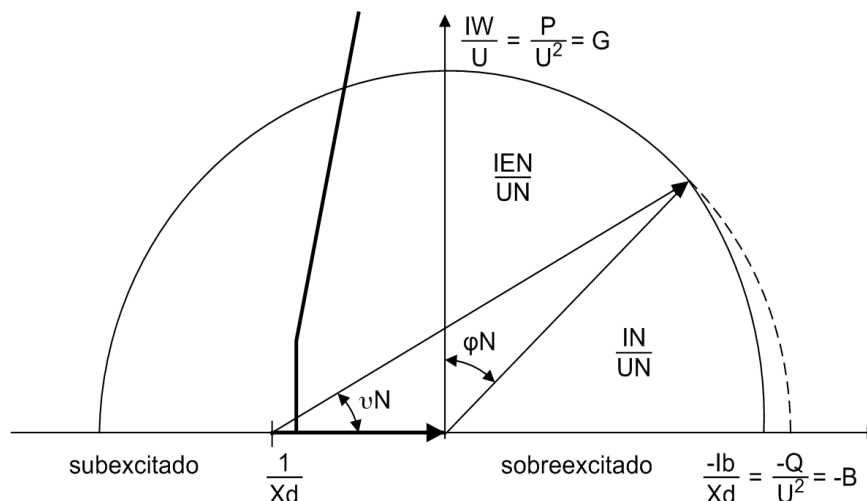


Figura 11. Diagrama de admitancia del generador [5]

Según el manual del relé, en este caso se puede representar la estabilidad estática de la máquina mediante dos características parciales con las mismas temporizaciones (T CARACT. 1 = T CARACT. 2), como se muestra en la figura. Las curvas características parciales se caracterizan por las distancias correspondientes al punto cero ($1/x_d$ CARACT. 1) y ($1/x_d$ CARACT. 2) y también por los ángulos de pendientes α_1 y α_2 .

Si se rebasa la curva característica resultante ($1/x_d$ clase 1)/ α_1 ; ($1/x_d$ clase 2)/ α_2 , entonces se produce de forma retardada un aviso o una señal de disparo. El retardo es necesario para darle oportunidad al regulador de voltaje de incrementar la tensión de excitación y suele ser de unos 10 segundos.

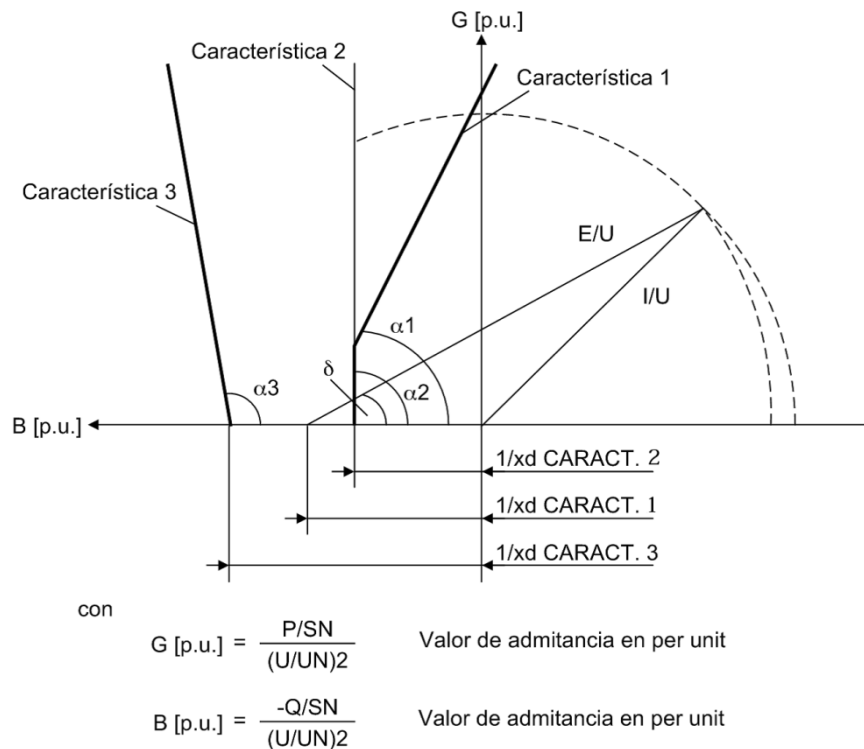


Figura 12. Curvas de disparo en diagrama de admitancia [5]

Otra curva característica ($1/x_d$ CARACT. 3)/ α_3 se puede adaptar a la curva característica de estabilidad dinámica de la máquina síncrona. Dado que al rebasar esta curva característica ya no hay posibilidad de un funcionamiento estable de la máquina, es preciso que en este caso se desconecte muy rápidamente (escalón de tiempo T CAR. 3).

Si el regulador de tensión está defectuoso o si falla la tensión de excitación se puede desconectar con un retardo breve (escalón de tiempo T RAP. U<, por ejemplo, 1,5 s). Para ello es preciso comunicarle al equipo la falta de tensión de excitación.

Si no se alcanza una tensión de excitación mínima ajustable, $U_{EXC} <$ se produce un disparo de corta duración.

En lugar de la determinación de la tensión de excitación, o como complemento a ésta, a través de una entrada binaria del equipo se puede acoplar la señal de una supervisión de tensión de excitación externa. También en este caso se produce un disparo de corta duración si se señala la falta de excitación.

El cálculo de la admitancia exige una magnitud mínima de la tensión de medida. Si se produce un colapso fuerte (cortocircuito) o un fallo de las tensiones del estator, la protección queda bloqueada, mediante el parámetro U_{\min} , que se suele fijar en un 25% de la tensión nominal del generador. Los valores se dan en tensión fase-fase.

$$U_{\min} = 0,25 \cdot U_{Ng} \cdot U_{NTTsec} / U_{NTTprim} = 0,25 \cdot 15,75 \cdot 115 / 15,75 = 28,75 \text{ V}$$

De la hoja de datos del generador se conoce que $x_d = 1,92 \text{ p.u.}$ y $x_d' = 0,217 \text{ p.u.}$ Para las dos primeras curvas, se calcula la relación $1/x_d$ de la siguiente forma:

$$1/x_{dgsec} = (1/x_{dgprim}) \cdot (I_{Ng} / I_{NTIprim}) \cdot (U_{NTTprim} / U_{Ng}) = (1/1,92) \cdot (6016/7000) \cdot (15,75/15,75) \rightarrow$$

$$\rightarrow 1/x_{dgsec} = 0,4476 \text{ p.u.}$$

Para la curva 1 se toma ese valor multiplicado por un factor de seguridad de 1,05, mientras que para la curva 2 se toma un factor de 0,9.

$$1/x_{dgsec}(1) = 1/x_{dgsec} \cdot 1,05 = 0,47 \text{ p.u.}$$

$$1/x_{dgsec}(2) = 1/x_{dgsec} \cdot 0,9 = 0,4029 \text{ p.u.}$$

En el caso de la curva 3, el valor de $1/x_{dgsec}(3)$ debe estar entre la reactancia longitudinal síncrona x_d y la reactancia transitoria x_d' ; sin embargo, éste tiene que ser mayor que 1. Como ese valor de debe estar en el rango (0,52-4,61), pero debe ser como mínimo 1, se va a tomar ese valor de 1. El T CAR. 3 debe ser rápido, y se suele tomar 0,5 segundos, mientras que T CAR. 1 y 2 se tomarán como mínimo 10 segundos, para dar la oportunidad al regulador de tensión de corregir el problema.

El valor de ajuste ANGULO 1 se encuentra normalmente entre 60° y 80° , mientras que el valor de ANGULO 2 es 90° . Para el ANGULO 3 se elige normalmente de 80° - 110° , quedando así garantizado que con la curva característica 3 sólo hay que responder a una inestabilidad dinámica.

La supervisión de la tensión de excitación se ajusta a aprox. el 50% de la tensión de excitación en vacío. Si el generador funciona con desplazamiento de fases se debe elegir un valor de respuesta todavía más bajo, que se determinará en función de la aplicación respectiva. Hay que tener en cuenta que el equipo, por regla general, está conectado a la tensión de excitación a través de un divisor de tensión.

$$“U_{EXC} <” = (50/100) \cdot U_{exc0} / k_u;$$

U_{exc0} : tensión de excitación en vacío. Según los datos es 121 V

k_u : ratio del divisor de tensión. Según los datos es 20:1

$$“U_{EXC} <” = 0,5 \cdot 121 / 20 = 3,025 \text{ V}$$

f. Función 46: Carga desequilibrada

El hecho de que haya corrientes desequilibradas hace que la corriente de secuencia negativa no sea nula, lo que provoca que aparezca un campo magnético rotatorio a la velocidad de sincronismo, pero en sentido contrario al movimiento del rotor. La tensión inducida en el devanado de excitación debida a ese campo tiene una frecuencia que es el doble que la fundamental (100Hz), que hace que aumenten las pérdidas en el cobre y también en el hierro del rotor, provocando sobre todo un calentamiento en piezas metálicas no laminadas debido a efecto Joule.

Los alternadores son capaces de tener, en régimen permanente, un desequilibrio en las corrientes sin que ello provoque daños. El valor de la corriente negativa máxima (dado en porcentaje respecto a la corriente nominal) que puede soportar el alternador depende del tipo de construcción (rotor liso, polos salientes) así como de la refrigeración (aire, hidrógeno...) y su valor real siempre debe ser dado por el fabricante. La norma ANSI C50.13 da algunos valores orientativos en caso de no tener el valor real.

Hay situaciones en las que aparecen corrientes desequilibradas de gran valor, que pueden provocar daños si se mantienen durante un tiempo excesivo. El límite térmico a la secuencia negativa proporciona el tiempo máximo que la máquina puede soportar. Sigue la ecuación $I_2^2 \cdot t = K$, donde el valor de K indica el tiempo máximo que puede soportar ante corriente inversa igual a la nominal (1 p.u.), con lo que al variar la corriente se obtiene el tiempo máximo que dicha corriente puede circular sin provocar daños.

El valor de K debe ser proporcionado por el fabricante, aunque, al igual que antes, la norma ANSI C50.13 da valores orientativos para dicho factor en caso de desconocerlo.

Esta protección se suele programar de dos formas diferentes. La primera se programa de forma escalonada, en la que se activa una alarma si se da un valor superior a la corriente inversa máxima en régimen permanente. Sin embargo, si se da un valor demasiado elevado de corriente inversa, se procede a ordenar el disparo. También se dispara en caso de que el estado de alarma se dé durante un tiempo suficiente como para que pueda llegar hasta la curva de daños.

La otra forma consiste en que la curva de actuación del relé sigue a la curva de daños. Esta forma evita disparos prematuros en algunos casos, ya que aprovecha la capacidad térmica de la máquina.

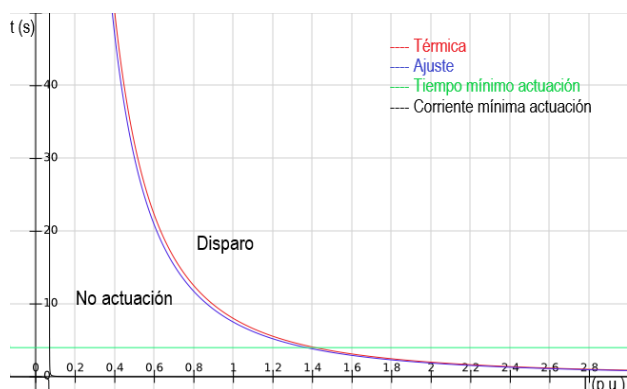


Figura 13. Ajuste siguiendo curva térmica

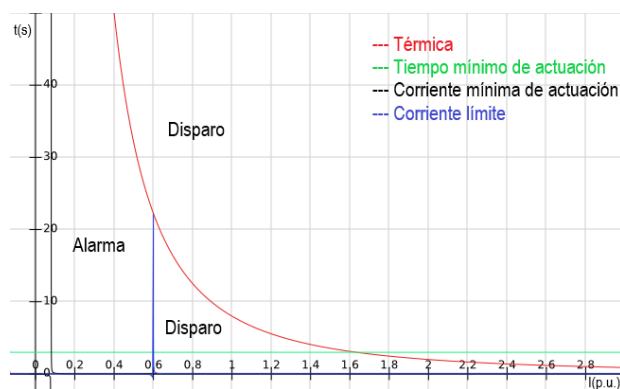


Figura 14. Ajuste con curva escalonada

Según el manual del relé, en este caso se tiene la curva con alarma.

Esta función de protección es de respaldo ante faltas no despejadas y de la protección diferencial ante cortocircuitos asimétricos. Es de respaldo porque su tiempo de actuación suele ser muy elevado en comparación con las demás funciones (del orden de 3-5 segundos).

De acuerdo con el “data sheet” del generador:

$$K= 8$$

$$\text{Relación transformación TI: } 7000/1 \text{ A}$$

$$I_{2\text{maxrp}}= 8\% \cdot I_N= 481,28 \text{ A}$$

$$I_N= 6016 \text{ A}$$

Algo que hay que tener en cuenta es que todos los datos se dan en valores primarios, pero en el relé siempre hay que utilizar valores secundarios.

Lo primero será pasar la corriente de secuencia negativa máxima en régimen permanente a valores secundarios.

$$I_{2\text{maxrp}}= 481,28 \text{ A}_{\text{prim}} \rightarrow I_{2\text{maxrp}} = 481,28 \cdot (1/7000)= 0,0688 \text{ A}_{\text{sec}}$$

Hay que tener en cuenta también, que se debe dejar enfriar la máquina cuando se da el disparo. Dicho tiempo de enfriamiento se calcula como el tiempo que necesita la máquina para enfriarse hasta el valor de temperatura normal cuando la corriente es la máxima admisible en régimen permanente (suponiendo que el tiempo que requiere para calentarse y para enfriarse es el mismo).

$$t_{\text{enfriamiento}}= K/ (I_{2\text{maxrp}}/ I_N)^2 = 1250 \text{ s}$$

Esta función no debe actuar corrientes negativas inferiores a la $I_{2\text{maxrp}}$. Sin embargo, en caso de superar dicho valor, pero siendo la corriente negativa medida menor que el valor límite de corriente negativa ($I_{2\text{max}}$) se debe dar una alarma para que el operador pueda corregir el desequilibrio. Si dicha alarma sigue activada el tiempo suficiente como para que se llegue a la zona de daños, el relé debe disparar. Este cálculo lo realiza el relé internamente, gracias al valor del parámetro K.

Ahora se calcula el valor de la corriente límite mencionada (I_{2max}), para el que debe darse el disparo.

Los cortocircuitos asimétricos suelen dar un valor elevado de corriente de secuencia negativa. Como valor máximo de corriente de secuencia negativa se suele seleccionar un valor de entre 60-65% de la corriente nominal, ya que ese valor es superior al que se da con una falta bifásica ($I_2 \sim I_{cc}/\sqrt{3} \rightarrow 58\% \cdot I_{cc}$) asegurando así que en ese caso dispare acorde a la curva térmica, sin embargo si hay una falta bifásica el valor de I_2 suele ser del orden del $65\% \cdot I_N$, con lo que se procede al disparo.

$$I_{2max} = 0.65 \cdot I_N = 3910,4 \text{ A}_{prim} \rightarrow I_{2max} = 3910,4 \cdot (1/7000) = 0,559 \text{ A}_{sec}$$

Los tiempos de disparo por esta función deben ser superiores a los de la sobrecorriente, ya que se trata de una función de respaldo, y en este caso se va a tomar 3 segundos.

g. Función 50/27: Energización accidental

La protección contra energización accidental tiene como función limitar los posibles daños debidos a una conexión no intencionada del generador parado o ya puesto en marcha, pero todavía no sincronizado, mediante la apertura instantánea del interruptor. Cuando un generador se energiza en parado, sufre una aceleración como si se tratase de un motor de inducción. La corriente puede ser muy alta. Del orden de 3-5 veces la nominal que, junto con las fuertes aceleraciones que se van a dar, puede poner en peligro el generador.

Las causas de este fenómeno pueden ser un cebado de arcos entre polos del interruptor, cierres ordenados por errores de operación, falsas maniobras del equipo de control, etc.

El criterio que va a usar la función para considerar que se ha dado una energización accidental será el de la tensión en el generador. Si dicha tensión es menor de un determinado valor ajustable, y hay una corriente superior a un valor ajustable, considerará que se ha producido dicha energización accidental. Sin embargo, debe tener en cuenta que, de darse la energización del generador de forma incorrecta, cuando se cierra el interruptor instantáneamente la tensión va a aumentar hasta la nominal. Al superarse el umbral de tensión, el relé debe hacer una temporización ante la desexcitación para mantener la señal de baja tensión durante un tiempo, para que la función pueda actuar.

La función debe quedar bloqueada cuando la tensión haya superado durante un tiempo suficiente la condición de tensión, para que no se produzca un disparo durante la operación normal (REPOSIC. T U1<), que va a coincidir con el tiempo que la función mantiene la señal de mínima tensión después de que se supere la tensión límite. También se puede bloquear a través de una entrada binaria y para ello se puede utilizar como criterio adicional, por ejemplo, la presencia de la tensión de excitación.

Como la función actúa en caso de que la tensión sea menor de un determinado valor, se debe tener en cuenta que debe llegar un valor válido de tensión al relé, y por ello es necesario comprobar que el transformador de tensión está funcionando. Esto se consigue con otra entrada binaria que, en caso de fallo en el transformador de medida, bloquea la función.

El valor de la tensión mínima del ajuste, se va a tomar como un valor de tensión muy por debajo de la nominal, para asegurar que no pueda aparecer durante el funcionamiento normal. Se puede tomar entre 40-50% de la tensión nominal. En este caso este valor es fase-fase.

Esta función tiene una temporización en la señal de subtensión (TEMPORIZ. T U1<), que debe ser siempre superior a la temporización de disparo de la protección de sobrecorriente, para evitar que se produzca un disparo ante una bajada de tensión temporal.

Respecto a la corriente, el valor del escalón será más sensible que en el caso de sobrecorriente, con lo que hay que asegurarse que la función está bloqueada durante funcionamiento normal. Dicho umbral de ajuste se suele tomar como 30-40% de la corriente nominal, un valor significativo de corriente.

TT: $15750/\sqrt{3} \rightarrow 115/\sqrt{3} \text{ V}$; TI: 7000/1 A

AUTORIZ. $U1 < = 0,4 \cdot U_N / TT = 0,4 \cdot 161000 \cdot \frac{115/\sqrt{3}}{161000/\sqrt{3}} = 46 \text{ V}$

ESCALON I = $0,3 \cdot I_N \cdot 1/TI = 0,258 \text{ A}_{\text{sec}}$

REPOSIC. T $U1 < = 1 \text{ s}$

TEMPORIZ. T $U1 < = 5 \text{ s}$

h. Función 50BF: fallo de interruptor

La función de protección contra fallo de interruptor detecta si existe circulación de corriente en uno o más polos del interruptor cuando ésta debe ser nula. Para ello se mide la corriente mediante el transformador de intensidad entre el generador y el interruptor, que es el que siempre mide la corriente que circula por el interruptor.

Hay dos situaciones que pueden producir este estado. La primera es que una orden de disparo no prospere por fallo de algún punto del circuito que lleva la orden hasta la bobina de disparo.

La segunda situación, se da cuando con el interruptor abierto y la maquina girando y en tensión (por ejemplo previamente a la sincronización) se da una sobretensión y se produce un cebado de uno o más polos del interruptor.

En ambos casos se debe primero volver a enviar la orden de disparo y, si es posible, enviar dicha señal también a otra bobina de disparo del mismo interruptor. En caso de que persista la situación, se procede a ordenar la apertura de la excitación y la turbina, así como de los interruptores adyacentes, para asegurar que el generador se ha desconectado totalmente de la red.

Para que se active esta función de protección deben darse dos condiciones. La primera es que se haya dado una orden de disparo al interruptor y la segunda es que tras haberse dado esa orden siga circulando corriente.

El disparo de esta función siempre debe estar temporizado al menos el tiempo de apertura del interruptor desde que se emite la orden de apertura hasta que efectivamente abre, que suele ser de unos 100 milisegundos. Dicha temporización se ajusta mediante el parámetro "Tdisp.F.FalloIP", y se suele ajustar en 200-300 milisegundos.

Para detectar cuándo se ha producido una orden de disparo del interruptor, el relé usa el parámetro SB12, que es una señal binaria, que toma el valor 1 cuando se ordena un disparo al interruptor del generador.

El ajuste de la corriente mínima para que se considere que el interruptor no ha abierto va a ser un 20-30% de la corriente nominal y se ajusta mediante el parámetro FIP I>

TI: 7000/1 A

$$FIP> = 0,25 \cdot I_N \cdot 1/TI = 0,25 \cdot 6016 \cdot 1/7000 = 0,22 \text{ A}$$

$$Tdisp.F.FalloIP = 300 \text{ ms}$$

i. Función 59: sobretensión

La protección contra sobretensión tiene como objetivo proteger la máquina eléctrica y las partes de la instalación unidas a ésta contra aumentos de tensión inadmisibles que puedan provocar problemas de aislamiento.

En la protección de sobretensión se puede seleccionar si se debe supervisar las tensiones fase-fase o las tensiones fase-tierra mediante el parámetro VALOR. En este caso se va a trabajar con valores fase-fase.

El escalón $U_{>}$ debe intervenir con sobretensiones estacionarias. Se ajusta aproximadamente del 110% al 115% U_N y en función de la velocidad del regulador se ajusta entre 1,5 y 5 segundos.

El escalón $U_{>>}$ se ajusta, en general, como escalón de corto tiempo de manera que el proceso transitorio, en caso de desconexión de plena carga, no provoque un disparo. Es habitual, un ajuste de 130-140% U_N con un retardo $T_{U_{>>}}$ de entre cero y 0,5 segundos.

$$TT: 15750/\sqrt{3} \rightarrow 115/\sqrt{3} \text{ V}$$

$$U_{>} = 1,1 \cdot U_N \cdot 1/TT = 126,5 \text{ V } (TU_{>} = 2 \text{ s})$$

$$U_{>>} = 1,3 \cdot U_N \cdot 1/TT = 149,5 \text{ V } (TU_{>>} = 0,5 \text{ s})$$

j. Función 59N: 90% faltas a tierra en el estator

Esta función protege al generador ante faltas a tierra en el arrollamiento del estator. En este caso se utiliza un criterio de tensión en vez de corriente, debido a que la corriente que aparece ante faltas monofásicas en esa zona es muy pequeña gracias a la resistencia de puesta a tierra, y por lo tanto muy difícil de detectar por la protección diferencial. Sin embargo, una segunda falta a tierra sí que tiene una gran corriente, que puede ocasionar daños severos muy rápidamente. Esto quiere decir que esta función es un apoyo para la diferencial frente a faltas a tierra con baja corriente de falta.

Esta función sigue un criterio de tensión, debido a que, al producirse una falta a tierra, circula corriente por el neutro, y se eleva su tensión respecto a tierra. La medida de tensión se suele hacer en la resistencia de puesta a tierra. Muchas veces se hace un sistema de triángulo abierto para tener una mayor sensibilidad. Esto lo realiza el relé internamente.

Para faltas a tierra muy cerca del neutro, la variación de tensión es demasiado pequeña, con lo cual con esta función no se puede proteger el 100% del arrollamiento del estator. Lo máximo que se puede proteger es el 90-95%.

Como los generadores se conectan a la red con un transformador triángulo-estrella, dichos generadores quedan aislados en la secuencia homopolar ante faltas a tierra fuera de ellos. Esto permite una selectividad, para comprobar si una falta es en una zona u otra. Por ello, en este caso se va a medir la tensión de secuencia homopolar, para asegurar que la falta es en la zona del generador.

Según el manual del relé, para esta función se mide la tensión en las fases para a partir de ellas calcular la tensión homopolar. También esta función permite completar los cálculos con la medida de la corriente, para calcular la corriente homopolar y comprobar que es superior a un valor ajustable. Igualmente, se comprueba la dirección de la corriente para asegurar que va hacia la máquina.

Sin embargo, es suficiente con el criterio de la tensión, con lo que en este caso sólo se va a tener en cuenta dicho criterio. Para ello se debe dar el valor de “no direcc. crit. U_0 ” en el parámetro FALTAS A TIERRA.

En circunstancias normales, la tensión en el neutro es 0, sin embargo, debido a posibles asimetrías puede aparecer tensión en dicho punto. Esta función debe tener en cuenta las posibles asimetrías que pudieran aparecer en su funcionamiento normal, para no tener disparos erróneos. Para asegurar eso, se suele tomar un valor de tensión mínimo del 5-10% de la tensión nominal. Como se ha comentado antes, eso provoca que no se pueda proteger totalmente toda la zona. Esta función de protección se suele completar con otra que proteja ese porcentaje restante (en general la función 64G).

En este caso el retraso en el disparo se ajusta con el parámetro T-EST, y suele ser de unos 300-400 ms, ya que es una función muy selectiva y solo se debe coordinar con la protección diferencial.

Los ajustes por tanto quedarían:

$$TT: 15750/\sqrt{3} \rightarrow 115/\sqrt{3} \text{ V}$$

$$U_0 > = 0,1 \cdot U_N / TT = 11,5 \text{ V}$$

$$T\text{-EST} = 0,4 \text{ segundos}$$

k. Función 60FL: balance de tensión

La función llevada a cabo por esta protección también se llama de vigilancia de fusibles. Algunas funciones actúan cuando la tensión baja de un determinado valor, pero, si se anula la tensión por culpa de que algún fusible de los transformadores de tensión se ha fundido, éstas actuarían igualmente. Para ello se utiliza esta función, que básicamente comprueba que cuando existe una ausencia de tensión en una de las fases ésta no se deba a la destrucción de los fusibles y almacena la información en una señal binaria, a disposición de cualquier función que lo necesite.

I. Función 64G: 100% faltas a tierra en el estator

Como se ha dicho, la función de sobretensión de neutro (59N) no protege el generador ante faltas muy cercanas al neutro. Si se da un cortocircuito en esa zona, en realidad no tiene prácticamente ningún efecto en la corriente, pero a partir de ese momento el generador queda rígidamente puesto a tierra, anulando la resistencia que se coloca en el neutro para proteger el generador frente a faltas a tierra. Por lo tanto, es necesario poder detectar que se ha producido esa situación rápidamente, puesto que una nueva falta en cualquier punto del generador sí que tendría efectos graves.

Para proteger la parte del estator que quedó sin protección, se aplica una tensión en el neutro con una frecuencia menor que la fundamental (en este caso 20 Hz según el manual del relé, aunque otras veces se suele utilizar 12,5 Hz). En condiciones normales la circulación de corriente a esa frecuencia es prácticamente nula, puesto que su único camino es atravesando las capacidades parásitas, que presentan una gran impedancia a esa frecuencia. Sin embargo, si se produce una falta a tierra en algún devanado, se presenta un nuevo camino de baja impedancia, con lo que la corriente aumentaría rápidamente. Dicha corriente va disminuyendo su valor cuanto más devanado haya entre el neutro y la falta. Por lo tanto, esta función detecta muy fácilmente faltas a tierra en las cercanías del punto de neutro del generador. Con lo que se complementa muy bien con la función 59N, que detecta faltas a tierra en los devanados del estator, pero en la zona más alejada del neutro. Por lo tanto, si se combinan ambas, se consigue una protección del 100% del estator.

Para la detección de la falta, el relé lo que va a hacer es el cálculo de la impedancia a partir de la corriente y la tensión. Si se produce un cortocircuito a tierra en el punto de estrella del generador, la tensión de 20 Hz impulsa una corriente a través de la resistencia de fallo. El dispositivo de protección determina la resistencia de falta a partir de la tensión de activación y de la intensidad de falta.

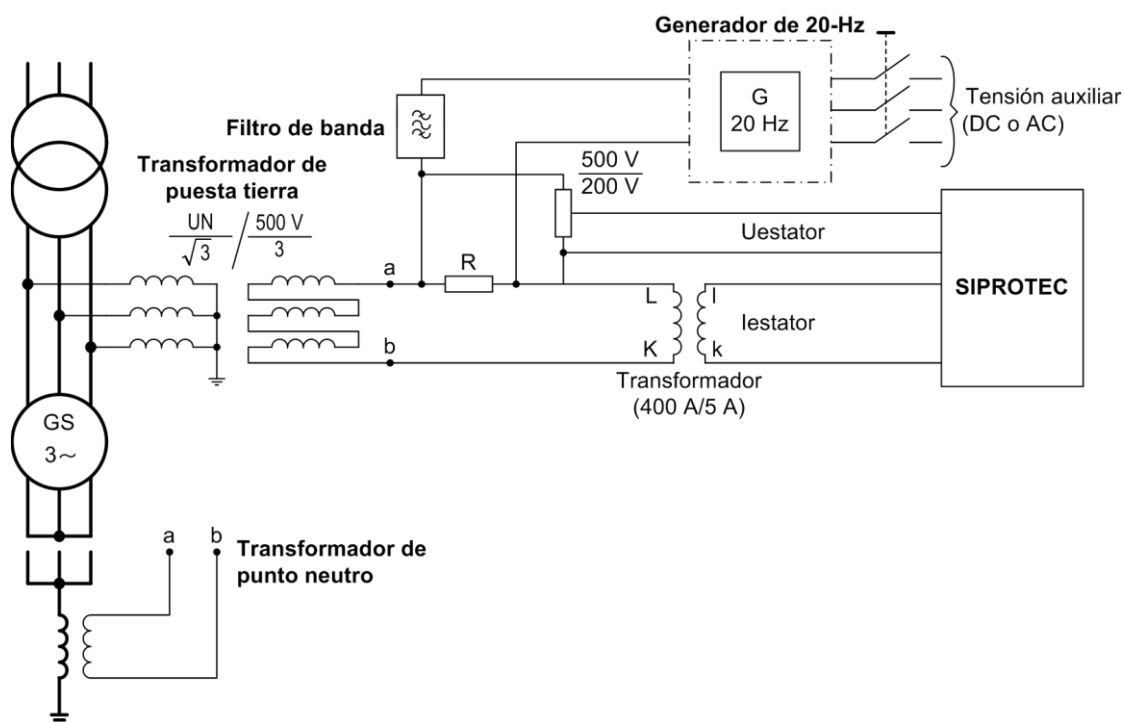


Figura 15. Conexión función 64G [5]

La función de protección comprende un nivel de alarma que sirve como respaldo para la función 59N, cuando se considere que la falta se ha producido en la zona de protección de dicha función, y un nivel de disparo cuando se considere que la falta es en la zona más próxima al neutro.

El relé bloquea la medición de la impedancia cuando la frecuencia se encuentra entre 10 y 40 Hz debido a que, para esas frecuencias, el generador puede dar una tensión de valor 0 durante el arranque y el frenado, y podría provocar un error en la medida.

Esta función puede detectar faltas incluso con la máquina desconectada.

Para tener mayor precisión a la hora de proceder al disparo, se añade otra condición a la medida de impedancia, y consiste en que la corriente usada para su cálculo deber ser superior a un valor determinado, que suele ser de un 20-30% del valor de la corriente máxima que puede circular.

$$I_{\text{máx}} = U_{\text{Npat}} / R_{\text{pat}} = 500 / 2,75 = 181,82 \text{ A}$$

$$\text{EFT } I >> = 0,25 \cdot I_{\text{máx}} / T_I = 0,25 \cdot 181,82 \cdot 5 / 400 = 0,57 \text{ A}_{\text{sec}}$$

Se debe tener en cuenta que la protección calcula la resistencia a tierra a partir de las magnitudes secundarias (U_{SES} y I_{SES}). La correspondencia entre este valor calculado y la resistencia a tierra del estator primaria viene determinada fórmula:

$$R_{\text{Esec}} = \frac{1}{\ddot{U}_{\text{transf}}^2} \cdot \frac{r_C}{U_{\text{Div}}} \cdot R_{\text{Eprim}} ;$$

$$\ddot{U}_{\text{transf}} = \text{relación de transformación del transformador de puesta a tierra} = \frac{15750}{\sqrt{3}} / 500 \text{ V}$$

$$\ddot{U}_C = \text{relación de transformación de intensidad} = 400 / 5 \text{ A}$$

$$\ddot{U}_{\text{Div}} = \text{Relación del divisor de tensión} = 5 / 2$$

La relación de conversión se va a ajustar como “FACTOR R-EFT”:

$$\text{FACTOR R-EFT} = R_{\text{Eprim}} / R_{\text{Esec}} = \ddot{U}_{\text{transf}}^2 \cdot \frac{\ddot{U}_{\text{Div}}}{\ddot{U}_C} = 10,34 \rightarrow \text{FACTOR R-EFT} = 10,4$$

Según el manual para el disparo se eligen resistencias de falta entre 1 y 2 kΩ, mientras que para la alarma se eligen resistencias de falta entre 3 y 8 kΩ.

Con lo cual, los valores de ajuste quedarían:

$$R_{<< \text{EFT DISPARO}} = R_{\text{Eprimdisp}} / \text{FACTOR R-EFT} = 1000 / 10,34 = 96,75 \text{ } \Omega$$

$$R_{< \text{EFT ALARMA}} = R_{\text{Eprimalarma}} / \text{FACTOR R-EFT} = 3000 / 10,34 = 290,25 \text{ } \Omega$$

El tiempo de disparo debe ser menor que el tiempo máximo de circulación de corriente máxima por el circuito de la resistencia, que en este caso según los datos es 10 segundos. También debería disparar lo más rápido posible. Por lo tanto:

$T_{EFT} = 1 \text{ segundo}$

El tiempo de alarma se puede establecer en el tiempo máximo de circulación de corriente máxima:

$T_{EFT \text{ ALARMA}} = 10 \text{ segundos}$

m. Función 78: pérdida de sincronismo

Una red eléctrica funcionando en condiciones normales tiene un equilibrio en el balance de energía. Pero hay algunos fenómenos (saltos de carga, cortocircuitos, etc) que producen un desequilibrio en el balance de potencia generada-consumida, que provoca a su vez oscilaciones de potencia. Dichas oscilaciones de potencia pueden llevar la red hacia un nuevo estado estable o producir la pérdida de sincronismo de algunos generadores conectados a la red.

Dichos generadores pasarían a funcionar a otra velocidad, dando lugar a deslizamientos y ángulos de carga superiores a 90° , situación que afecta negativamente tanto a los generadores como a la red.

Las consecuencias en el generador suelen ser de tipo mecánico como, por ejemplo, fuertes pares de aceleración y frenado. En la red, sin embargo, se puede ver afectada su estabilidad y puede llegar a haber un colapso de las tensiones.

La protección contra pérdida de sincronismo se basa en la variación del vector de impedancia complejo. Para ello se forman, a partir de las oscilaciones básicas de las tres tensiones y corrientes, las componentes simétricas de secuencia positiva y a partir de ellas se calcula la impedancia. A partir de la variación de la impedancia se toma la decisión de aislar el generador de la red.

La "Figura 16. Modelo básico del sistema [5]" muestra la tensión del generador \underline{U}_G y la tensión de la red \underline{U}_N . Entre estas tensiones están la impedancia del generador, la impedancia del transformador y la impedancia de la red, que se pueden resumir en una impedancia total \underline{Z}_{tot} .

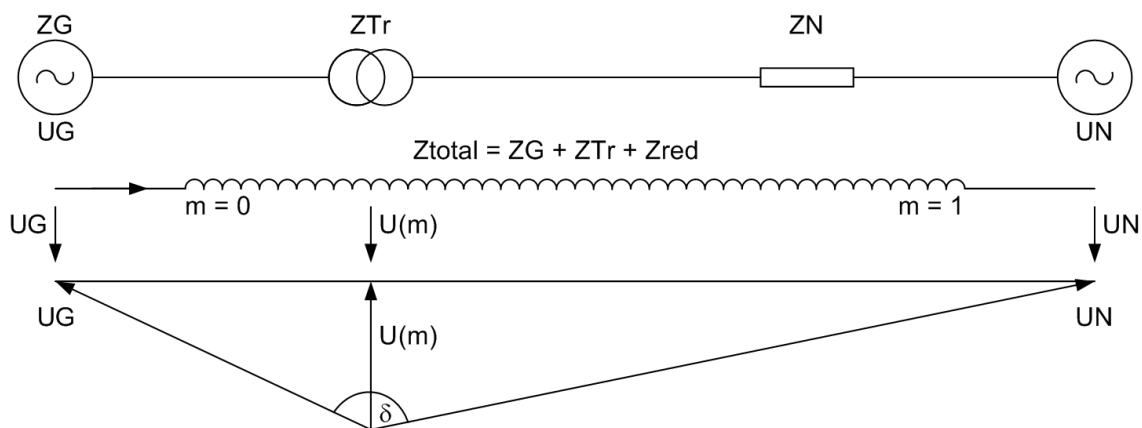


Figura 16. Modelo básico del sistema [5]

El punto de medición m divide la impedancia total en dos ($m \cdot \underline{Z}_{tot}$ y $(1-m) \cdot \underline{Z}_{tot}$). En el punto de medición, la impedancia es $\underline{Z}(m) = \underline{U}(m) / \underline{I}(m)$.

La corriente $\underline{I}(m)$ es independiente del punto de medición, y se calcula a partir de las tensiones e impedancias como: $\underline{I}(m) = \underline{I} = (\underline{U}_G - \underline{U}_N) / \underline{Z}_{tot}$

La tensión en el punto de medición se puede calcular como: $\underline{U}(m) = \underline{U}_G - m \cdot \underline{Z}_{tot} \cdot \underline{I}$

Las tensiones de red y generador son:

$$\underline{U}_g = U_g \cdot e^{j\delta_g}$$

$$\underline{U}_N = U_N \cdot e^{j\delta_N}$$

$$\delta = \delta_g - \delta_N$$

Con lo que al final se puede calcular la impedancia del punto de medición en función de la impedancia total:

$$\underline{Z}(m) = [\underline{U}_g \cdot m \cdot \underline{Z}_{tot}] / [(\underline{U}_g - \underline{U}_N) / \underline{Z}_{tot}] = \left[\frac{1}{1 - \frac{U_N}{U_g} \cdot e^{-j\delta}} - m \right] \cdot \underline{Z}_{tot}$$

Siendo δ el ángulo entre la tensión del generador y la tensión de red. En régimen permanente dicho ángulo depende de la carga, es decir, constante en gran medida. En caso de producirse una pérdida de sincronismo, dicho ángulo cambia su valor constantemente. La figura 17 muestra la variación de la impedancia en el lugar de medición m de acuerdo con la ecuación anterior. El origen de coordenadas corresponde al punto de medición m , que se corresponde a su vez con el punto en el que se conecta el transformador de tensión.

Si es constante la relación U_N/U_G y es variable el ángulo δ , se obtienen círculos como curva de lugar. El centro y el radio vienen determinados por la relación U_N/U_G . Los centros de los círculos están situados todos sobre un eje que viene determinado por la dirección de \underline{Z}_{tot} . Para los dos valores extremos $\delta = 0^\circ$ y $\delta = 180^\circ$, se obtienen los valores de impedancia máximo o mínimo respectivamente.

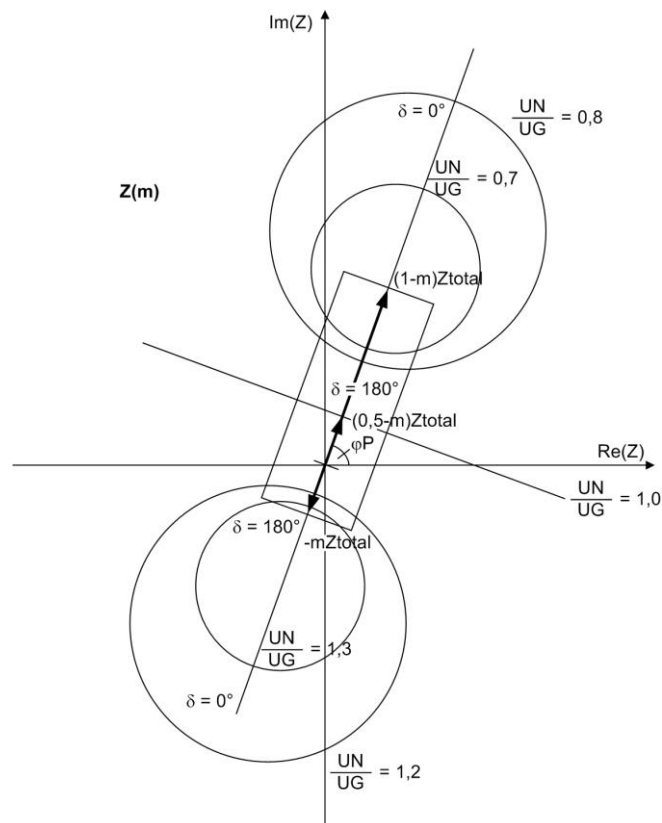


Figura 17. Impedancia en el punto m [5]

Como característica de medida se ha elegido un polígono oscilatorio que se puede ajustar en las cuatro direcciones y en su ángulo de inclinación φ_P . De este modo se tiene la posibilidad de realizar una adaptación óptima a las condiciones respectivas de la instalación.

Para determinar el polígono pendular sirven las impedancias parametrizables Z_a , Z_b , Z_c y $(Z_d - Z_c)$. El polígono tiene una estructura simétrica con respecto a su eje longitudinal. En sentido inverso, se mide con Z_b al interior del generador, y en sentido positivo se mide hacia el transformador de la máquina (Z_c) y en el segundo nivel, en la red (Z_d).

En la “Figura 18. Polígono oscilatorio característico [5]”, la curva característica 1 representa la zona inferior del rectángulo. La curva característica 2 comprende la zona superior sombreada.

Para que esta función se active y se proceda a calcular la impedancia, se deben dar al menos dos condiciones. La primera es que la corriente directa, debe ser superior a un cierto valor, que debe ser superior al funcionamiento en régimen permanente normal, incluyendo las sobrecargas. Por ese motivo se suele tomar un valor que sea 20-30% superior a la corriente nominal.

La segunda condición es que las corrientes deben ser equilibradas, debido a que las oscilaciones son procesos simétricos. Para ello se comprueba que la corriente de fase negativa es menor que un determinado valor, que puede ser del orden del 20-30% de la corriente nominal.

La protección se mantiene bloqueada hasta que no se dan estas dos condiciones simultáneamente.

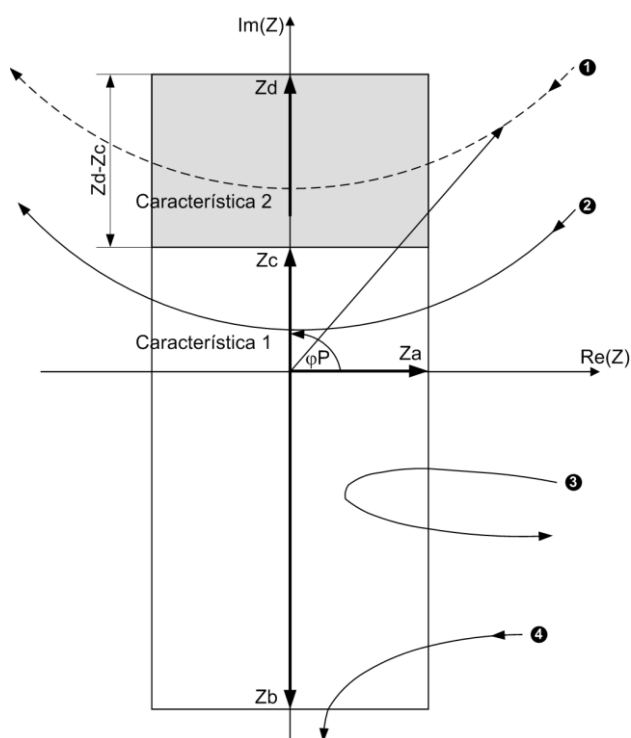


Figura 18. Polígono oscilatorio característico [5]

Adicionalmente, para que se considere que es un caso de pérdida de sincronismo, se tiene que dar que el vector de impedancia debe entrar por un lado del polígono oscilatorio, atravesar el eje imaginario y salir por lado opuesto. Para ello se comprueba que las partes reales de las impedancias a la entrada y a la salida tengan distinto signo.

Si, por el contrario, la impedancia entra por un lado del polígono y lo abandona por el mismo lado (la parte real de la impedancia a la entrada y a la salida tienen el mismo signo), la oscilación va a tender a estabilizarse.

Una vez que se ha considerado que es un caso de pérdida de sincronismo, se envía una notificación indicando qué curva característica se ha atravesado. Asimismo, se añade un contador para la característica atravesada. Cada una de las dos curvas tiene asociado un número de contadores mínimo para que se active la protección y se proceda al disparo, que se ajustan mediante los valores REP.CAR.1 y REP.CAR.2. Los contadores se reinician si no cambian su valor durante un tiempo ajustable, T-SOSTEN. El tiempo de retención se inicia de nuevo con cada incremento del contador.

Si no se dispone de cálculos especiales, se recomienda un ajuste de 1 para REP.CAR.1, ya que en el caso de oscilaciones dentro de la zona del bloque no se debería esperar mucho tiempo. Por otra parte, las oscilaciones con centro de oscilación en el lado de la red son menos críticos y por lo general soportan un número superior de pasos, de manera que por lo general REP. CAR. 2 se ajusta a 4. El T-SOSTEN se suele ajustar entre 20-30 segundos.

Ahora se procede a calcular las impedancias del polígono:

En sentido hacia el generador, se debe tener en cuenta la reactancia oscilatoria del generador, que se puede asumir que es igual a la reactancia transitoria x_d' . Por lo tanto se toma $Z_b \approx x_d'$. Este valor es válido para ambas curvas características.

Hacia el lado de la red, se van a tomar dos valores diferentes. Para la curva característica 1 se tomará hasta el 70-90% del transformador de potencia, mientras que para la curva característica 2, se va a tomar hasta llegar a la red. O lo que es lo mismo, todo el transformador y la línea.

Con lo cual, se tiene que Z_c será el 70-90% de la impedancia de cortocircuito del transformador. Mientras que la Z_d será la impedancia de cortocircuito del transformador más la impedancia de la línea. Sin embargo el valor de ajuste no es Z_d , sino la diferencia entre Z_d y Z_c .

El ancho del polígono se define como Z_a , y su valor se calcula a partir de las impedancias, como se indica en la "Figura 19. Cálculo valor Z_a [5]", en donde se ha supuesto que las tensiones de generación y red son de igual magnitud, y que el ángulo pendular δ es de 120° .

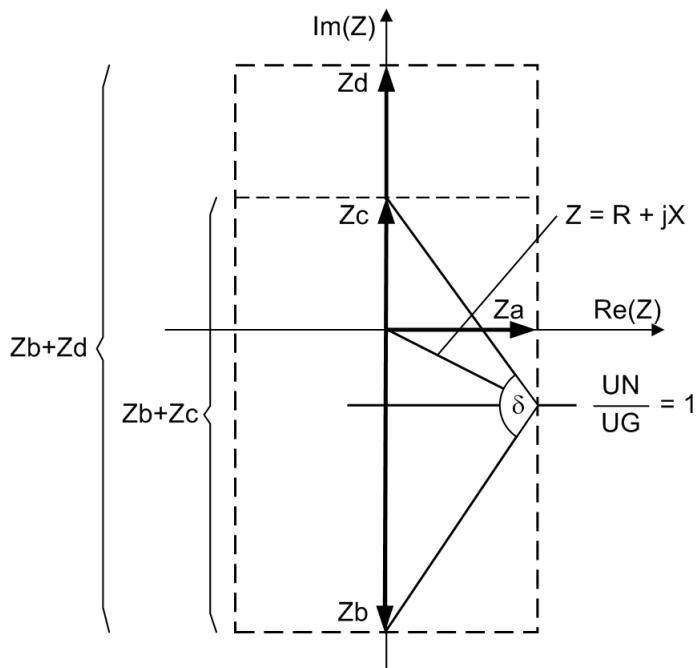


Figura 19. Cálculo valor Z_a [5]

$$Z_a = \frac{Z_{total}/2}{\tan(\delta/2)}$$

$$\text{con } \delta = 120^\circ$$

$$Z_a = \frac{Z_{total}/2}{\tan(120^\circ/2)}$$

$$Z_a \approx 0,289 \cdot Z_{total}$$

En este caso se tiene que $x_d' = 19,6 \%$ y $Z_{cc(TP)} = 13,01 \%$.

$$I_N = 6016 \text{ A} , \text{ TI: } 7000/1 \text{ A} ; \text{ TT: } 15750/\sqrt{3} \rightarrow 115/\sqrt{3} \text{ V}$$

$$x_{d' \text{ sec}} = x_{d' \text{ prim}} \cdot \text{TI/TT} = (19,6/100) \cdot (U_N^2/S_N) \cdot (7000/1)/(15750/115) = 15,14 \Omega_{\text{sec}}$$

$$Z_{cc(TP) \text{ sec}} = Z_{cc(TP) \text{ prim}} \cdot \text{TI/TT} = (13,01/100) \cdot (U_N^2/S_N) \cdot (7000/1)/(15750/115) = 10,05 \Omega_{\text{sec}}$$

Como se ha comentado anteriormente, la Z_b se va a considerar como el valor de la reactancia transitoria del generador, mientras que la Z_c será el 70% de la impedancia de cortocircuito del transformador principal:

$$Z_b = x_{d' \text{ sec}} = 15,14 \Omega_{\text{sec}}$$

$$Z_c = 0,7 \cdot Z_{cc(TP) \text{ sec}} = 7,04 \Omega_{\text{sec}}$$

Para el cálculo de Z_a , se siguen las indicaciones de la "Figura 19. Cálculo valor Z_a [5] ":

$$\tan(\delta/2) = [(Z_b+Z_c)/2]/Z_a \rightarrow Z_a = (Z_b+Z_c) / (2 \cdot \tan(60)) = (15,14+7,04)/(2 \cdot \sqrt{3}) = 6,40 \Omega_{\text{sec}}$$

Z_d se va a tomar como la impedancia de cortocircuito del transformador más la impedancia de la línea. En este caso la línea tiene una impedancia de $0,208+j1,55 \Omega$. Sin embargo esa impedancia se va a ver desde el nivel de 15,75 KV, así que su valor cambia:

$$Z_L (15,75 \text{ KV}) = \underline{Z}_L \cdot r_{TT}^2 = (0,208+j1,55) \cdot (15,75/161)^2 = 0,002+j\cdot0,015 \Omega \rightarrow |Z_L| = 0,015 \Omega$$

Ahora ese valor se debe pasar a Ω_{sec}

$$Z_{Lsec} = Z_{Lprim} \cdot T/TT = 0,015 \cdot (7000/1) / (15750/115) = 0,76 \Omega_{sec}$$

$$Z_d = Z_{cc(TP)sec} + Z_{Lsec} = 10,05 + 0,76 = 10,81 \Omega_{sec}$$

$$Z_d - Z_c = 10,81 - 7,04 = 3,67 \Omega_{sec}$$

El ángulo de inclinación ϕ del polígono pendular se puede parametrizar con el valor PHI POLIGONO y, por lo tanto, se puede adaptar de forma óptima a las respectivas condiciones de la instalación. En este caso se va a tomar ese ángulo como 90° :

$$\phi = \arg (Z_m) = \arg (Z_L + Z_{cc(TP)}) = \arg (0,002+j\cdot0,015+j\cdot0,197) = 89,46^\circ. \text{ Que se puede redondear a } 90^\circ.$$

Por último se calculan las corrientes límite mencionadas anteriormente:

$$I1 > \text{AUTORIZ.} = 1,3 \cdot I_N \cdot 1/7000 = 1,117 A_{sec}$$

$$I2 < \text{AUTORIZ.} = 0,2 \cdot I_N \cdot 1/7000 = 0,172 A_{sec}$$

n. Función 81: Variación de frecuencia

La frecuencia de la red se trata de mantener constante en 50 Hz en todo momento. La protección de frecuencia tiene como misión detectar sobrefrecuencias o subfrecuencias del generador. Si la frecuencia se encuentra fuera del campo permitido se efectúa la separación del generador de la red.

La disminución de la frecuencia se puede producir debido a que en la red exista una demanda mayor que la producción en un momento puntual (por ejemplo debido a desconexiones de algún punto generador en la red), o a un funcionamiento defectuoso de la regulación de la frecuencia o de las revoluciones.

El aumento de la frecuencia se puede producir debido a que en la red exista una producción mayor que la demanda en un momento puntual (por ejemplo debido a desconexión de cargas en la red), o por un comportamiento defectuoso de la regulación de frecuencia. Aquí se corre el riesgo de una autoexcitación de las máquinas que trabajan con líneas largas en vacío.

Según el manual del relé, esta función de protección dispone de cuatro escalones independientes de frecuencia f_1 a f_4 , de modo que se pueda adaptar a diferentes condiciones, tanto sobrefrecuencia como subfrecuencia.

En cada escalón se ajusta la frecuencia límite y la temporización correspondiente. También se ajusta una tensión mínima que se debe medir para que esta función se active, para que no actúe durante la energización. Esa tensión límite se suele estimar en 60-70% de la tensión nominal.

Los generadores pueden funcionar en régimen permanente con un 5% de diferencia de la frecuencia nominal (47,5-52,5 Hz). Sin embargo, hay diferencias en las consecuencias si se superan dichos límites por sobrefrecuencia o subfrecuencia.

La subfrecuencia es mucho más perjudicial para la turbina, ya que los álabes están diseñados para funcionar a una determinada frecuencia, y si es menor puede aparecer resonancia mecánica, provocando vibraciones y grietas por fatiga. Esos efectos son acumulativos a lo largo de toda su vida útil. Aunque no hay datos exactos por parte de los fabricantes, el tiempo total que puede funcionar una turbina por debajo de esa frecuencia puede ser de 10 minutos durante sus 40 años de vida útil, con lo cual es muy importante que la turbina no funcione nunca por debajo del límite de 47,5 Hz.

Respecto al generador, cuando la frecuencia baja, generalmente la corriente aumentará, algo que puede provocar que se pueda exceder la capacidad térmica de la máquina debido al calentamiento asociado.

Sin embargo, no se debe desconectar de manera precipitada cuando aparece subfrecuencia, porque eso puede provocar inestabilidad en el sistema. Dicha subfrecuencia suele estar provocada por desfases generación/demanda, con mayor demanda que generación. Si se desconectase el generador ante esa situación, provocaría una disminución de la generación, que derivaría en una disminución mayor de la frecuencia, agravando el problema. Por ello, se suele ajustar un nivel de alarma previo al disparo, para avisar sobre la situación.

Cuando aparece sobrefrecuencia, al contrario que en el caso anterior, la corriente suele disminuir, con lo que no van a aparecer problemas térmicos. Asimismo, la turbina no suele tener los problemas anteriores. Con lo cual, no es crítico el aislamiento del generador cuando se produce sobrefrecuencia, y se puede dar una temporización elevada (del orden de 10 segundos). Evidentemente se refiere a una sobrefrecuencia relativamente pequeña (52,5 Hz), si aumentase lo suficiente (65-70 Hz) se producirían problemas mecánicos, derivados de la alta velocidad de giro que aparecería en ese caso, pero esos problemas se solucionan con una protección de sobrevelocidad.

Con lo cual los ajustes quedarían:

Primera curva, asociada a la subfrecuencia límite. Se ajusta un valor un poco superior a dicho límite. La temporización idealmente sería instantánea (0 s), pero se va a retrasar un poco. En este caso

Escalón f1 = 47,5 Hz ; T f1 = 1 s

Segunda curva, asociada también a la subfrecuencia límite, pero se añade para asegurar la desconexión tanto de la turbina como de la excitación del generador para el caso de que el problema de la frecuencia venga del propio generador, y no se soluciona al aislar el generador de la red. Va tener una temporización un poco mayor que la primera, y su frecuencia límite será un poco inferior.

Escalón f2 = 47,0 Hz ; T f2 = 6 s

Tercera curva: en este caso asociada a la alarma. Cuando detecta una disminución de la frecuencia durante un cierto tiempo, se procede a dar la alarma para avisar de dicha perturbación. En este caso, se suele ajustar el valor de la frecuencia a 49,5 Hz y la temporización relativamente alta, de unos 10 segundos.

Escalón f3 = 49,5 Hz ; T f3 = 10 s

La cuarta curva en este caso va a estar asociada a la sobrefrecuencia, y se ajustará con el valor límite dicho anteriormente de 52,5 Hz, con una temporización alta como se ha dicho

Escalón f4 = 52,5 Hz ; T f4 = 10 s

La tensión mínima se va a tomar como el 65% de la nominal, y según el manual se refiere a valores de tensión fase-fase

TT: $15750/\sqrt{3} \rightarrow 115/\sqrt{3}$ V

$U_{\min} = 0,65 \cdot U_N \cdot 1/TT = 74,75$ V

o. Función 87G: diferencial de generador

Esta función tiene una selectividad muy definida (protege todo lo que esté entre los transformadores de intensidad) y siempre que haya perturbaciones en su zona de protección las va a detectar de una manera muy rápida.

Es la función de protección principal, con lo que no debe tener ningún retardo, y debe ser lo más instantánea posible.

Esta función se suele presentar como protección diferencial porcentual. En ese tipo de función, se compara la corriente diferencial con la corriente de frenado. La corriente diferencial se define como el módulo de la diferencia entre la corriente de un extremo y la del otro. Dicha diferencia se calcula vectorialmente, para de ese modo tener en cuenta la dirección de la corriente. En circunstancias normales o para faltas externas a la zona protegida esa corriente debe ser cero, ya que la corriente debe atravesar la zona a proteger sin variar su módulo dirección y sentido. Si hay una falta interna, las corrientes ya no son iguales en módulo, dirección y sentido ya que al menos el sentido es inverso (ambas corrientes van hacia dentro de la zona protegida).

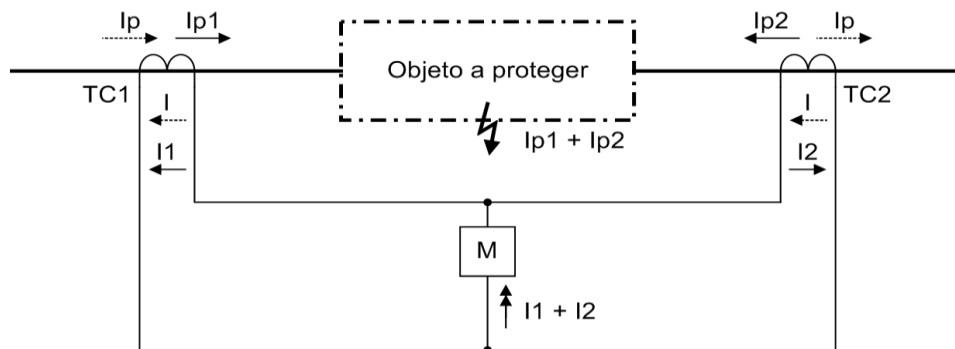


Figura 20. Protección diferencial convencional [5]

Para evitar posibles errores en el cálculo de la corriente diferencial, ya sea por un error de medida o que haya saturación de los TI, se recurre a una corriente de frenado. En este caso, según el manual del relé, se toma como la suma de los módulos de las corrientes entrante y la saliente.

$$I_{dif} = | I_1 - I_2 |$$

$$I_{frenado} = | I_1 | + | I_2 |$$

En funcionamiento normal o ante faltas externas, las corrientes son iguales en módulo y ángulo, con lo que queda:

$$I_{dif} = 0$$

$$I_{frenado} = 2 \cdot I$$

En caso de falta interna las corrientes tienen ángulos inversos, y pueden ser iguales en módulo o no, dependiendo del sistema:

$$I_{dif} = |I_1 - I_2| = |I_1 - (-I_1)| = 2 \cdot I \text{ (suponiendo que las corrientes son similares, } I_2 = -I_1)$$

$$I_{frenado} = |I_1| + |I_2| = |I_1| + |I_1| = 2 \cdot I \text{ (suponiendo que las corrientes son similares, } |I_2| = |I_1|)$$

En el caso de faltas internas se tiene $I_{dif} = I_{frenado}$. Por lo tanto, el lugar geométrico para faltas internas está caracterizado en el diagrama de disparo por una recta con una pendiente de 45°.

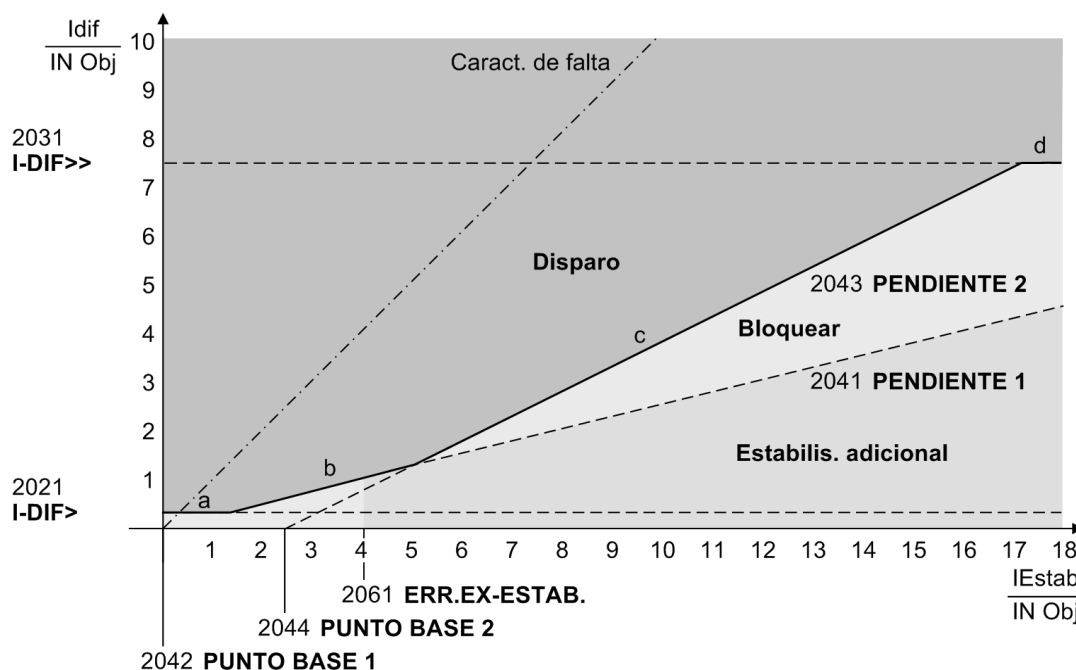


Figura 21. Característica de disparo protección diferencial [5]

El valor I_{DIF} indica la sensibilidad que va a tener la función de protección, para que no actúe erróneamente frente a posibles desajustes pequeños en las medidas de las corrientes.

La primera pendiente tiene en cuenta las faltas proporcionales a la corriente que surgen debido a errores en la relación de transmisión de los transformadores de intensidad y del transformador de medida de entrada del equipo, o por ejemplo por desviaciones en la adaptación y por interruptores escalonados en el caso de transformadores con regulación de la tensión.

La segunda pendiente se encuentra en la zona de las intensidades superiores, que pueden provocar la saturación de los transformadores de medida y es la que se encarga de conseguir una estabilización más fuerte.

En el caso de corrientes diferenciales situadas por encima de $I_{DIF} >>$, el disparo se produce con independencia de la corriente de estabilización y de la estabilización armónica. Se denomina nivel de disparo rápido. Las faltas internas de gran intensidad en la zona protegida se pueden desconectar inmediatamente sin tener en cuenta las corrientes de estabilización, siempre que debido a la magnitud de la corriente quede claro que no se puede tratar de una falta externa. Eso sucede cuando la corriente de cortocircuito es mayor que $(1/u_k) \cdot I_{Ngen}$, siendo u_k la impedancia transitoria del generador.

La protección diferencial calcula las magnitudes I_{dif} e $I_{frenado}$ y las coloca en la curva característica, de acuerdo con la figura. Si estas magnitudes dan lugar a un punto situado dentro de la zona de disparo se produce el disparo.

Para evitar disparos erróneos en caso de que ante una falta externa de gran corriente se produzca saturación en alguno de los transformadores de medida se utiliza la zona de estabilización adicional, que hace un seguimiento de la corriente dinámica durante un cierto tiempo, para así poder bloquear el disparo en caso de que se detecte que se ha producido saturación, ya que la corriente seguirá un camino específico.

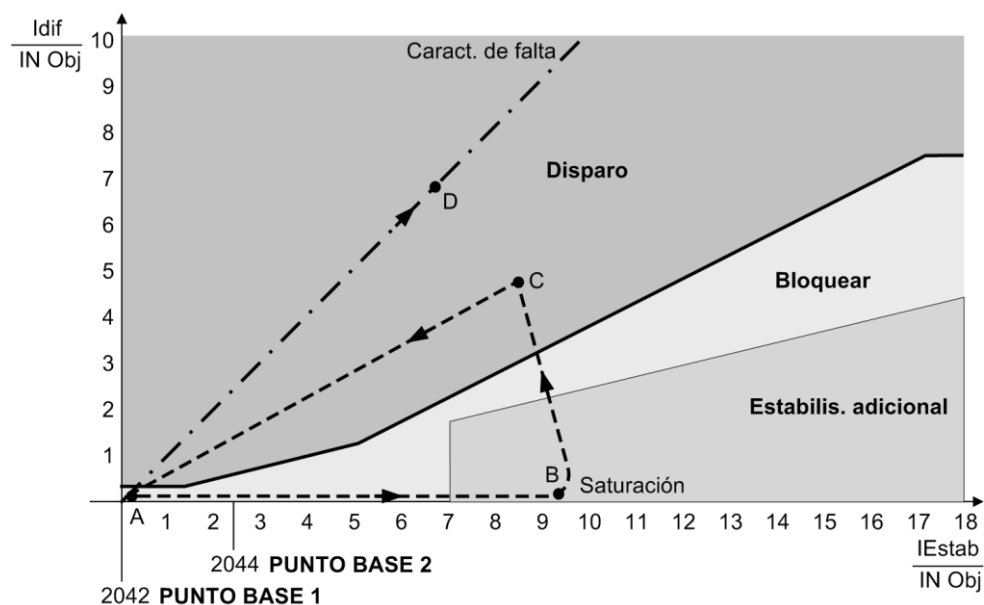


Figura 22. Estabilización adicional protección diferencial [5]

Inmediatamente después de producirse la falta (A) las intensidades de cortocircuito aumentan primero considerablemente y provocan una intensidad de estabilización debidamente alta (2 veces la corriente que fluye). Si se produce ahora la saturación unilateral (B), ésta da lugar a una intensidad diferencial, de manera que el punto de trabajo $I_{dif}/I_{frenado}$ puede desplazarse hasta dentro de la zona de disparo (C).

En cambio, en el caso de un cortocircuito interno, el punto de trabajo se desplaza inmediatamente a lo largo de la curva característica de la falta (D), ya que la intensidad de estabilización apenas llega a ser mayor que la intensidad diferencial. Se reconoce una falta interna en cuanto la relación $I_{dif}/I_{frenado}$ haya rebasado un valor umbral interno durante un tiempo mínimo fijo ajustado.

Esta zona de estabilización adicional está limitada por el parámetro ERR.EX-ESTAB. y la primera recta ascendente de la curva característica (con PUNTO BASE 1 y PENDIENTE 1). El detector de saturación toma su decisión durante el primer cuarto de período. Si se ha detectado de esta manera una falta externa, se bloquea la protección diferencial durante un tiempo que se puede ajustar. Este bloqueo se anula en cuanto se reconoce que el punto de trabajo $I_{dif}/I_{frenado}$ está en una situación estable (es decir a lo largo de por lo menos un periodo) dentro de la zona de disparo, cerca de la curva característica de la falta. De esta manera se reconocen rápidamente las faltas subsiguientes en la zona que se está protegiendo, incluso después de haberse producido previamente un cortocircuito exterior con saturación de los transformadores de intensidad.

Como protección adicional contra un disparo incorrecto, al conectar un objeto a proteger que anteriormente estaba sin corriente se puede hacer uso del aumento del valor de frenado durante el arranque. Si la corriente de estabilización de una fase no ha alcanzado un valor ajustable STAB. ARRANQUE, se activa el aumento del valor de respuesta del escalón I-DIF>. La corriente de estabilización es el doble durante el régimen normal que la corriente que fluye, y por lo tanto, de no alcanzarse esto constituye un criterio para el objeto a proteger desconectado. El valor de respuesta I-DIF se incrementa ahora en un factor ajustable, y en la misma magnitud los demás límites de actuación.

Después de un tiempo ajustable ("T.máx.ARRANQUE") se anula el aumento de la línea característica.

Ajustes:

Para la protección de generadores y motores se recomienda un ajuste de FACTOR ARRANQ = 2.0

I-DIF> Para generadores y motores se recomienda un ajuste entre 0,1 y 0,2

$$I-DIF> = 0,2 \cdot I_{Ngen} \cdot (1/TI) = 0,2 \cdot 6016/7500 = 0,16 \text{ A}$$

$$I-DIFF>> = (1/u_k) \cdot I_{Ngen} \cdot (1/TI) = (1/0,196) \cdot 6016/7500 = 4,11 \text{ A}$$

La primera pendiente se caracteriza por el punto base 1 y la pendiente. El punto base 1 se suele considerar el origen y si se tienen TI's idénticos es suficiente un valor de PENDIENTE 1 de 0,15

Respecto a la segunda pendiente, los valores típicos para generadores que se suelen usar son 2,5 p.u. para el punto base 2 y 0,5 para la pendiente 2, sin embargo se puede aumentar la pendiente si fuese necesaria una mayor estabilización.

Para ajustar el parámetro ERR.EX-ESTAB que activa la zona de estabilización adicional se debe tener en cuenta que la corriente de frenado es la suma de las corrientes, y por lo tanto suele ser 2 p.u. en funcionamiento normal, con lo cual no puede ser nunca un valor inferior a ese. El valor que se suele usar es 4 p.u. Para el tiempo de estabilización se puede un valor típico de 15 ciclos. Este tiempo es la duración máxima del bloqueo al dejar el campo de estabilización adicional en caso de faltas externas de alta intensidad

2. LÍNEA

Para la protección de la línea se tienen varios relés diferentes en este caso. Para la protección diferencial de línea se tiene un modelo de relé SEL311L. Otro relé, modelo REL-650 ABB, se encarga de las funciones de protección de distancia y sobrecorriente direccional de neutro. Por último, se tiene otro relé modelo REU 615 para las funciones de protección de mínima tensión y sincronismo.

a. Función 87L: diferencial de línea

Es la función de protección principal de la línea. Tiene una gran selectividad, y es muy rápida.

En el caso particular de las líneas, como suele haber mucha distancia entre ambos extremos de la misma, siempre hay dos relés, uno en cada extremo de la línea, que están comunicados para poder comparar las corrientes que ve cada uno de ellos. Eso provoca que los relés internamente ajusten las medidas para poder compararlas, debido a que se toman dichas medidas en distintos tiempos.

Según el manual del relé, en este caso el ajuste se hace por protección diferencial de plano alfa. Consiste en representar en el plano imaginario el ratio $r = I_{remoto}/I_{local}$.

En condiciones de funcionamiento, así como frente a cortocircuitos externos a la zona de protección, dicha relación es $r = 1 \angle 180^\circ$, mientras que durante faltas internas el ángulo en teoría debe ser 0, ya que ambas corrientes van hacia la línea, sin embargo el módulo puede variar mucho, dependiendo del valor del módulo de las corrientes en los extremos. Si son parecidas, estará cerca de 1, sin embargo puede que un extremo aporte mucha más corriente que el otro.

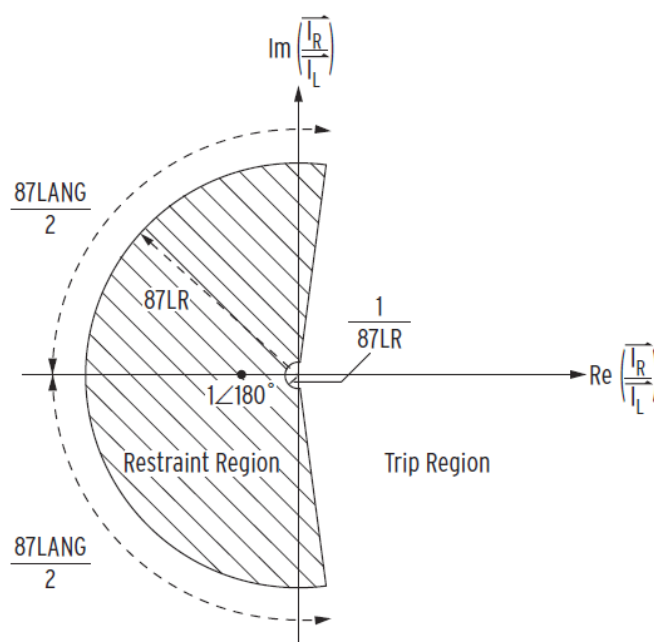


Figura 23. Característica plano alfa [8]

Según el manual se deben que ajustar tres parámetros:

El primero es el ángulo de la zona de bloqueo, 87LANG. La zona de bloqueo debería estar limitada al eje real (180°), sin embargo, debido a distintos factores ese ángulo se va a tener que variar típicamente hasta unos 95° (positivo o negativo). Uno de los factores es la posible saturación de algún TI de medida, también se debe tener en cuenta el tiempo que tarda la señal del otro extremo en viajar, que se puede estimar en 2ms de diferencia entre las dos medidas y por último diferencias entre los ángulos de la fuente y la línea. Eso hace que 87LANG pueda estimarse en unos 195° , siendo éste un buen ajuste en general.

El segundo parámetro es el radio externo de la zona de bloqueo, 87LR. El radio interior de dicha zona se va a definir como el inverso del radio exterior.

Se debe tener en cuenta que si la falta interna no ocurre en la zona media de la línea o si ambos extremos no aportan la misma corriente el módulo del ratio r deja de ser 1 y puede ser tanto mucho mayor como mucho menor que 1. En el peor de los casos una de las corrientes es despreciable frente a la del otro extremo, con lo que dicho ratio en un extremo es casi 0. Debido a eso es conveniente que la existencia del radio interior en la zona de bloqueo, para que una falta interna en la que se puede considerar que solo aporta uno de los extremos no pueda quedar dentro de la zona de bloqueo. Este parámetro suele tener un valor de 5-7, siendo 6 un valor estándar válido para casi todas las situaciones.

El último parámetro consiste en una corriente mínima que debe circular para que esta función actúe. Este parámetro se añade para que en caso de malfuncionamiento de uno de los transformadores de intensidad de medida no se produzca un disparo erróneo. El parámetro se denomina 87LPP y debe ser superior a la máxima corriente que pueda aparecer en la línea durante un funcionamiento normal. Suele ajustarse en un 20% superior a la corriente nominal del lado secundario.

Con lo que en este caso se debería ajustar:

$$87LPP = 1,2 \cdot I_N \cdot 5/750 = 1,2 \cdot 589 \cdot 5/750 = 4,712 A_{sec}$$

b. Función 21: distancia

En esta función se pueden programar hasta cinco zonas diferentes según el manual. Las distintas zonas sirven de respaldo ante faltas externas de la línea: por ejemplo, para que pueda despejar una falta no despejada de otra línea. Sin embargo, en este caso sólo se va a ajustar la zona 1 (la protección de la propia línea), ya que no se disponen de los datos necesarios para poder calcular el ajuste necesario para las otras zonas.

Según el manual del relé la característica de operación es poligonal. El relé calcula, a partir de los datos de corriente y tensión, seis bucles de medición de impedancia: tres para fase-tierra y tres para fase-fase.

La curva característica es diferente en función de si es fase-tierra o fase-fase, debido a que las impedancias involucradas en cada caso son diferentes.

Según el manual los cálculos de impedancia quedan bloqueados en caso de que la corriente medida sea inferior a una corriente mínima ajustable. Hay dos ajustes para dicha corriente mínima, uno para bucle fase-tierra (IMinOpPE) y otro para bucle fase-fase (IMinOpPP). Asimismo, todos los bucles de fase-tierra quedan bloqueados en caso de que I_N sea menor que un valor ajustable (IMinOpIN). I_N se define como el valor eficaz de la suma de las tres corrientes por las fases, y el cálculo lo hace el relé internamente.

Los valores se dan en porcentaje de la corriente nominal y sus valores típicos son 110-130% de la corriente nominal para IMinOpPE y IMinOpPP. Mientras que IMinOpIN suele ser 5-10% corriente nominal.

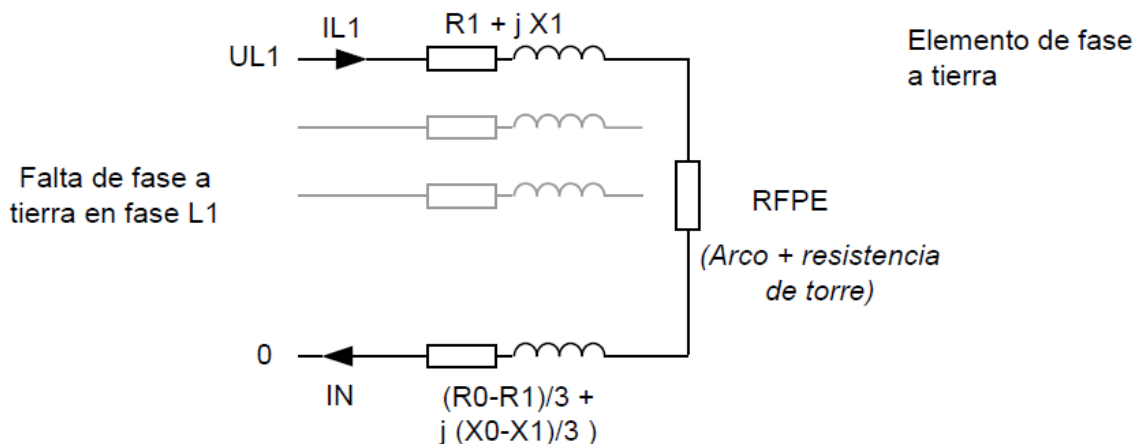


Figura 24. Impedancia de falta fase-tierra [7]

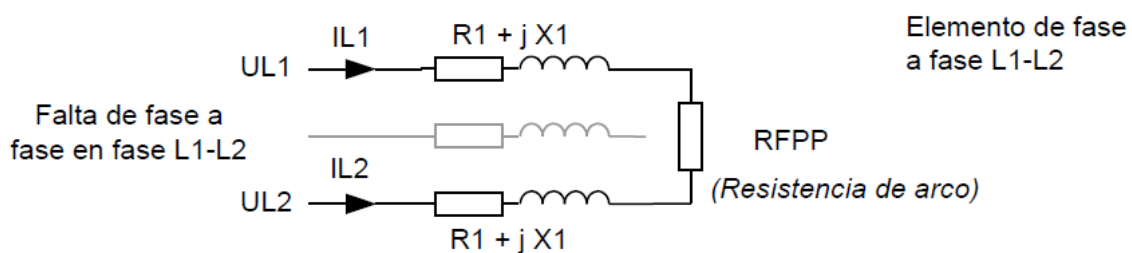


Figura 25. Impedancia de falta fase-fase [7]

El valor de la resistencia de falta en el caso de falta monofásica se puede tomar como 40Ω , al no tener datos concretos, siendo éste un ajuste conservador. Para la resistencia de falta para faltas polifásicas, se puede tomar la mitad de ese valor (20Ω). Estos valores representan el alcance resistivo, que al ser una línea corta es de gran importancia, debido a que es bastante superior a la impedancia de la línea.

$$RFPP = 20 \Omega$$

$$RFPE = 40 \Omega$$

Se deben pasar a ohmios secundarios

$$RFPP = 20 \cdot (750/5) / (161000/115) = 2,14 \Omega_{\text{sec}}$$

$$RFPE = 40 \cdot (750/5) / (161000/115) = 4,29 \Omega_{\text{sec}}$$

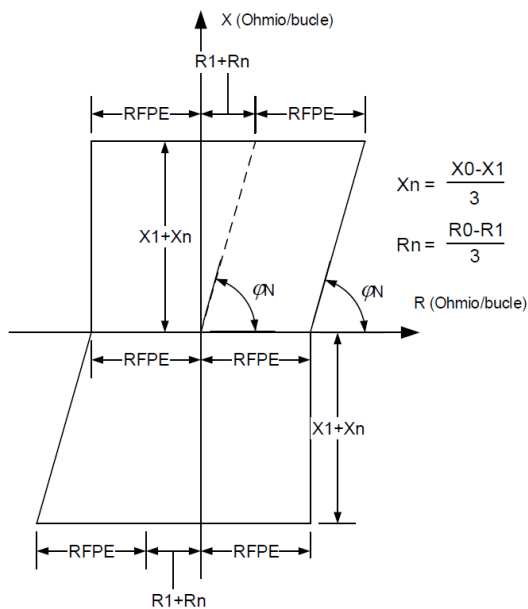


Figura 26. Característica fase-tierra [7]

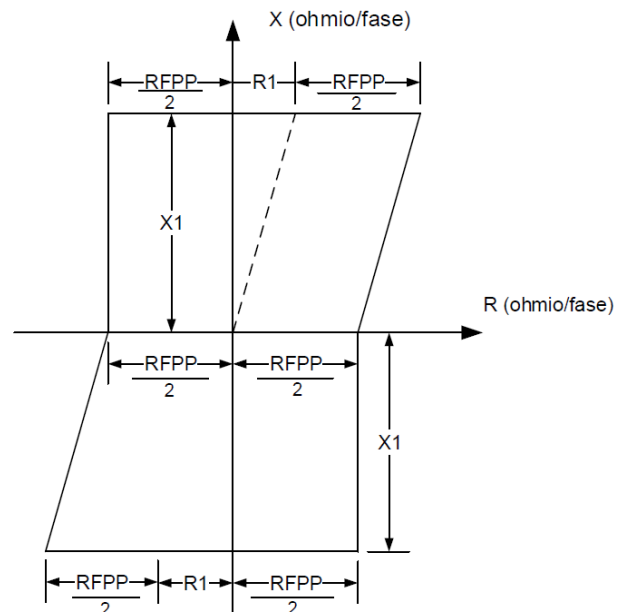


Figura 27. Característica fase-fase [7]

De los datos de la línea, se tiene:

$$R_1 = 0,208 \Omega ; X_1 = 1,55 \Omega$$

$$R_0 = 0,92 \Omega ; X_0 = 3,95 \Omega$$

Se debe dar los valores en ohmios secundarios, con lo cual los valores quedan:

$$R_{1\text{sec}} = 0,208 \cdot (750/5) / (161000/115) = 0,02 \Omega_{\text{sec}}$$

$$X_{1\text{sec}} = 1,55 \cdot (750/5) / (161000/115) = 0,17 \Omega_{\text{sec}}$$

$$R_{0\text{sec}} = 0,92 \cdot (750/5) / (161000/115) = 0,10 \Omega_{\text{sec}}$$

$$X_{0\text{sec}} = 3,95 \cdot (750/5) / (161000/115) = 0,42 \Omega_{\text{sec}}$$

Para la zona 1, se deben detectar faltas en la línea, pero teniendo cuidado para no sobrealcanzar. Por ello, no se suele tomar la impedancia total de la línea, sino que se toma el 80-85% de dicha impedancia.

Con lo cual quedaría:

$$0,85 \cdot R_{1sec} = 0,02 \, \Omega_{sec}$$

$$0,85 \cdot X_{1sec} = 0,14 \, \Omega_{sec}$$

$$0,85 \cdot R_{0sec} = 0,92 \cdot (750/5) / (161000/115) = 0,09 \, \Omega_{sec}$$

$$0,85 \cdot X_{0sec} = 3,95 \cdot (750/5) / (161000/115) = 0,36 \, \Omega_{sec}$$

Esta zona es de disparo instantáneo.

Las otras dos zonas no se van a calcular, porque no se tienen datos sobre las líneas contiguas y no se debería suponer que sean similares a esta línea corta de 5 Km.

Para evitar posibles errores en el disparo, se añade según el manual del relé una comprobación adicional para permitir dicho disparo. Se trata de que la corriente tenga un valor mínimo, que no se debe dar en condiciones normales de funcionamiento. En este caso se va a tomar dicho valor de corriente como el 120% de la corriente nominal.

Para evitar posibles errores en la medida de la impedancia, se va a calcular la impedancia de secuencia directa para todo tipo de faltas.

Para el caso de faltas bifásicas se tienen las siguientes redes de secuencia:

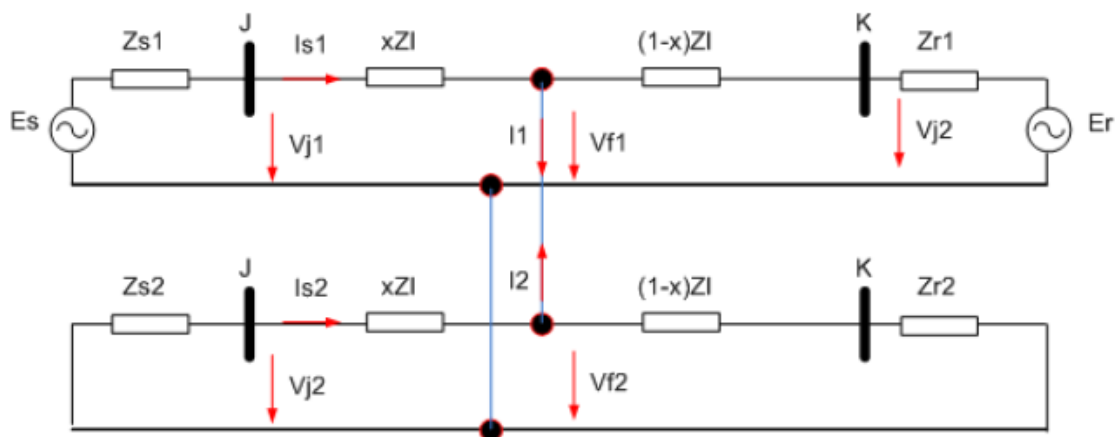


Figura 28. Falta bifásica [4]

Al ser una falta bifásica las componentes homopolares son nulas.

Se quiere despejar la impedancia de secuencia directa en ese caso (xZ_1), a partir de las medidas de tensión y corriente tomadas en J.

$$V_{j1} = I_{s1} \cdot Z_1 + (-I_{s2}) \cdot Z_1 + V_{j2} \rightarrow Z_1 = (V_{j1} - V_{j2}) / (I_{s1} - I_{s2})$$

$$\begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_{j0} \\ V_{j1} \\ V_{j2} \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{s0} \\ I_{s1} \\ I_{s2} \end{pmatrix}$$

Despejando $(V_{j1} - V_{j2})$ y $(I_{s1} - I_{s2})$ de las ecuaciones anteriores

$$(V_B - V_C) = (a^2 - a) \cdot (V_{j1} - V_{j2}) \rightarrow (V_{j1} - V_{j2}) = (V_B - V_C) / (a^2 - a)$$

$$(I_B - I_C) = (a^2 - a) \cdot (I_{s1} - I_{s2}) \rightarrow (I_{s1} - I_{s2}) = (I_B - I_C) / (a^2 - a)$$

Con lo que se obtiene:

$$Z_1 = (V_{j1} - V_{j2}) / (I_{s1} - I_{s2}) \rightarrow Z_1 = \frac{(V_B - V_C)}{(I_B - I_C)}$$

Esa ecuación sigue siendo válida en caso de faltas bifásicas a tierra ya que, aunque existe componente homopolar, se cancela al calcular $(V_B - V_C)$ y $(I_B - I_C)$ según la ecuación matricial.

En el caso de falta trifásica, solo se tiene la componente directa, mientras que las componentes inversa y homopolar son nulas.

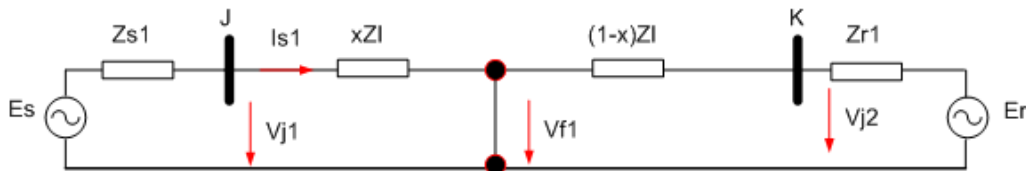


Figura 29. Falta trifásica [4]

Despejando la impedancia:

$$V_{j1} - I_{s1} \cdot Z_1 - V_{falta1} = 0 \rightarrow Z_1 = V_{j1} / I_{s1} \text{ (se considera que es cortocircuito franco).}$$

Se comprueba que usando la relación anterior se obtiene el mismo resultado:

$$(V_B - V_C) = (a^2 - a) \cdot (V_{j1}) \rightarrow (V_{j1}) = (V_B - V_C) / (a^2 - a)$$

$$(I_B - I_C) = (a^2 - a) \cdot (I_{s1}) \rightarrow (I_{s1}) = (I_B - I_C) / (a^2 - a)$$

$$Z_1 = (V_{j1}) / (I_{s1}) \rightarrow Z_1 = \frac{(V_B - V_C)}{(I_B - I_C)}$$

En caso de faltas monofásicas

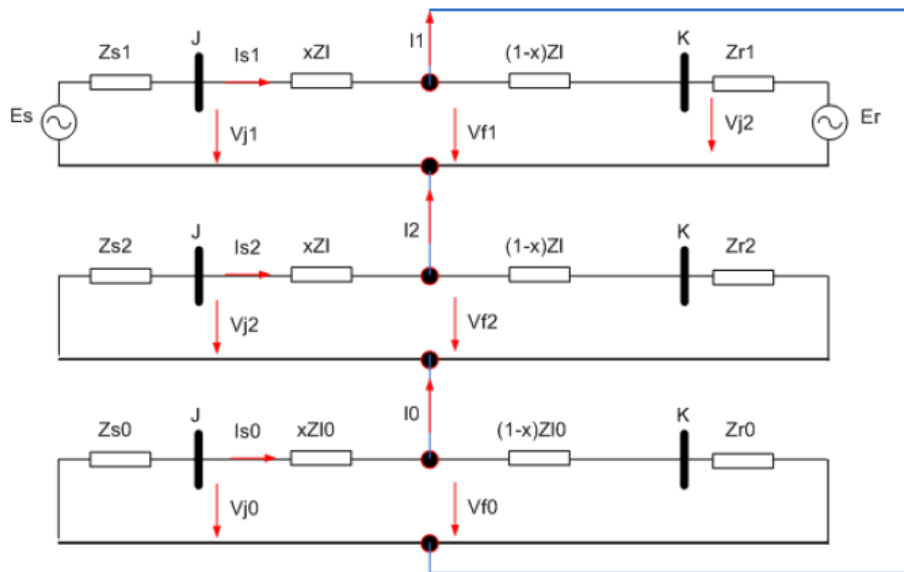


Figura 30. Falta monofásica [4]

A partir de “Figura 30. Falta monofásica [4]” se va a despejar la impedancia:

$$V_{F1} + V_{F2} + V_{F0} = 0 = V_{j1} + V_{j2} + V_{j0} - (I_{s1} - I_{s2}) \cdot xZ_L - I_{s0} \cdot xZ_{L0} \rightarrow$$

$$\rightarrow 0 = V_{j1} + V_{j2} + V_{j0} - (I_{s1} - I_{s2} - I_{s0}) \cdot xZ_L - I_{s0} \cdot (xZ_{L0} - xZ_L)$$

$$\begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_{j0} \\ V_{j1} \\ V_{j2} \end{pmatrix}; \begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{s0} \\ I_{s1} \\ I_{s2} \end{pmatrix}$$

$$0 = V_A - I_A \cdot xZ_L - I_{s0} \cdot (xZ_{L0} - xZ_L) \rightarrow V_A = I_A \cdot xZ_L - 3 \cdot I_{s0} \cdot \frac{(xZ_{L0} - xZ_L)}{3} \rightarrow$$

$$\rightarrow V_A = xZ_L \cdot \left(I_A - I_E \cdot \frac{\left(\frac{Z_{L0}}{Z_L} - 1 \right)}{3} \right) \rightarrow xZ_L = \frac{V_A}{I_A - I_E \cdot \left(\frac{Z_{L0} - Z_L}{3 \cdot Z_L} \right)}$$

El término $\left(\frac{Z_{L0} - Z_L}{3 \cdot Z_L} \right)$ se denomina factor de compensación homopolar, k_0 .

Por tanto el relé debe hacer de forma constante seis cálculos de la impedancia a partir de los datos de tensión y corriente para poder determinar si se produce una falta. Tres para faltas polifásicas y 3 para faltas monofásicas. Las tensiones y corrientes que usa el relé para calcular la impedancia varían dependiendo del tipo de falta. Asimismo como se ha visto anteriormente, la característica también es diferente.

FALTA	TENSIÓN	CORRIENTE
A-B	$V_A - V_B$	$I_A - I_B$
B-C	$V_B - V_C$	$I_B - I_C$
C-A	$V_C - V_A$	$I_C - I_A$
A-Tierra	V_A	$I_A + k_0 \cdot I_{tierra}$
B-Tierra	V_B	$I_B + k_0 \cdot I_{tierra}$
C-Tierra	V_C	$I_C + k_0 \cdot I_{tierra}$

Tabla 21. Cálculo de impedancia según el tipo de falta [4]

c. Función 67N: sobrecorriente direccional de neutro

Esta función de protección se usa como respaldo para detectar faltas a tierra en la línea. Tiene una sensibilidad alta, pudiendo detectar faltas a tierra de baja corriente

La protección de sobrecorriente direccional dispara en caso de que se den dos condiciones. La primera es que la corriente sea superior a un valor determinado, al igual que en el caso de la protección de sobrecorriente (51). La segunda es que la corriente debe fluir en una dirección determinada.

El relé internamente calcula la corriente de neutro a partir de los valores de las corrientes por las líneas, mediante la suma vectorial de las mismas.

$$I_{op} = 3 \cdot I_0 = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}$$

Asimismo, en el caso concreto de direccional de neutro, la polarización (determinación de la dirección de la corriente) se realiza mediante la tensión residual, que es la tensión en el neutro. Dicha medida de tensión residual se puede medir de forma directa (con un triángulo abierto) o, al igual que en la corriente de neutro, a partir de las medidas de las tensiones de fase-neutro. En este caso se va a realizar con las tensiones fase-neutro, haciendo el relé la suma vectorial de dichas tensiones internamente.

La sensibilidad de esta función es muy alta. El ajuste se da en porcentaje de la corriente nominal ($\%I_b$), con lo que se debe dar al relé los datos de la línea, así como de los TI's y TT's para que pueda realizar los cálculos internamente.

El valor del ángulo característico normalmente es 65° .

La característica de operación se indica en la "Figura 31. Característica operación sobrecorriente de neutro":

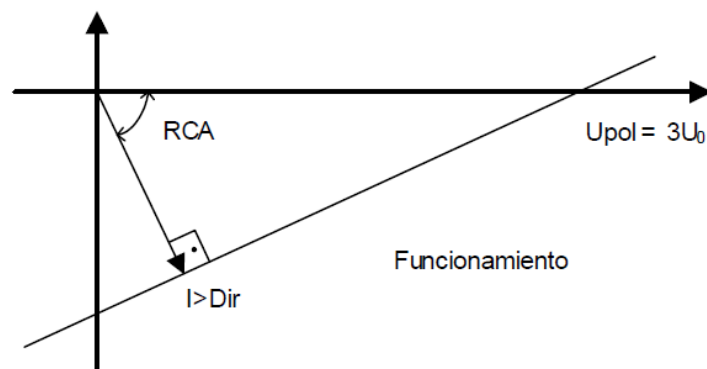


Figura 31. Característica operación sobrecorriente de neutro

Se debe añadir el valor de sensibilidad de la corriente por el neutro. Debe ser superior al valor máximo que pueda aparecer en funcionamiento normal. Se puede estimar que debido a desequilibrios o errores de medida dicho valor puede ser 10% de la corriente nominal.

Al ser una función de respaldo, debe dar tiempo a la función principal a actuar, por lo tanto se va a tener un retardo, que en este caso será de tiempo definido, de 0,5 segundos.

d. Función 27: mínima tensión

Según los “Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares” de Red Eléctrica, existen relés de mínima tensión en gran parte de la red para abrir interruptores en caso de ceros de tensión y agilizar la reposición del servicio. Tienen una temporización muy larga, de entre 3 y 10 segundos, lo que implica que no tienen problemas de coordinación.

En este caso se trata de ese tipo de función.

El umbral de tensión que se va a tomar es muy bajo, del 20% de la tensión nominal, para que solo actúe ante ceros de tensión.

$$U1 < = 20.0 \%U_b$$

$$t1 = 5 \text{ segundos}$$

e. Función 25: sincronismo

Esta función comprueba que las tensiones a ambos lados del interruptor se encuentran en sincronismo o con uno de los lados sin tensión, de forma que se asegure que el cierre del interruptor es seguro.

La comprobación consiste en comparar los valores de módulo de tensión, ángulo y frecuencia de la tensión en ambos lados del interruptor, y sólo se permite el cierre en caso de que la diferencia entre dichos valores se encuentre por debajo de los límites establecidos. También se permite el cierre en caso de que uno de los lados no tenga tensión. El relé internamente realiza el cálculo de los valores de módulo, ángulo y frecuencia a partir de los valores medidos.

Para el módulo se tienen dos ajustes. El primero es para comprobar que la tensión no es nula, mientras que la otra es la diferencia entre los dos valores medidos.

“UHighSynch” es el parámetro de ajuste para comprobar si la tensión es nula. El relé comprueba que ambas tensiones son superiores a ese valor, antes de comprarlas. En caso contrario se considera que la tensión es nula. Se suele considerar un valor de 50-60 % de la tensión nominal.

“UDiffSynch” es el parámetro con el que se define la máxima diferencia entre módulos que puede darse. Se da en por unidad y suele ser de 0,1 p.u.

En cuanto al ángulo se tiene el parámetro “PhaseDiff”, que se define como la máxima diferencia de ángulo que se permite, que suele ser de unos 10-20°. Igual para la frecuencia, “FrecDiff” que se define como la máxima diferencia de frecuencia y se va a tomar como 0,25 Hz, que es un 0,5% de la frecuencia nominal.

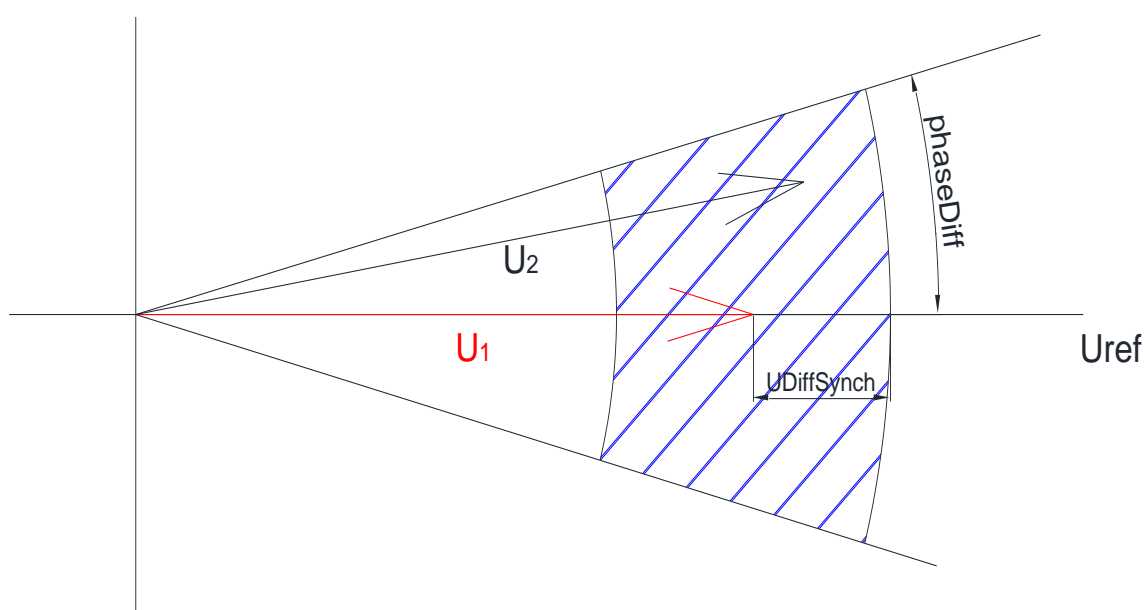


Figura 32. Comprobación sincronismo [1]

3. TRANSFORMADOR

a. Función 87T: diferencial de transformador

La protección principal de los transformadores es la protección diferencial. Como tal, dicha protección debe ser la primera en detectar cualquier tipo de falta, y aislar rápidamente dicha falta.

El principio de funcionamiento de esta función es el mismo que en el caso de la función diferencial de generador. Sin embargo, hay que tener en cuenta algunas particularidades que se van a dar debido que el elemento que se protege es un transformador. Estas particularidades se van a tener en cuenta siempre que se comparen corrientes de ambos lados del transformador.

La primera es que, puesto que la tensión nominal es distinta a ambos lados del transformador, la corriente nominal varía también. Se debe tener en cuenta que la relación de transformación de los TI's a ambos lados debe ser equivalente, y en caso de que no lo sea se debe compensar esa diferencia. Esto lo realiza el relé internamente, siempre que se le proporcionen los datos tanto del transformador a proteger como de los TI's.

También se debe tener en cuenta que existe un desfase angular en las medidas a ambos lados debido al grupo de conexión del transformador. Esto también lo realiza el relé de forma interna cuando se le indica el grupo de conexión.

Cuando se tiene una conexión estrella-triángulo, se debe eliminar la corriente homopolar de la corriente en el lado de estrella, para que el cálculo de la corriente diferencial sea correcto, debido a que la corriente homopolar queda encerrada en el triángulo, mientras que sí que circula por el lado de estrella. Por lo que en condiciones en las que exista corriente homopolar, como por ejemplo en una falta monofásica fuera de la zona de protección, el relé calcularía como diferencial esa corriente homopolar. Esto también lo tiene en cuenta el relé internamente cuando se le indica el tipo de conexión del transformador.

En el caso de transformadores, en el momento de la energización se dan grandes corrientes de magnetización que entran pero no salen, con lo que aparecería una corriente diferencial. El valor de esa corriente de magnetización suele ser muy superior al valor de la corriente nominal (del orden de 5-12 veces el valor de la corriente nominal). Se denomina corriente de inrush. Para transformadores de potencia nominal 100-200 MVA suelen tener un valor máximo de 5 veces la corriente nominal, según la "Figura 33. Corriente inrush según la potencia del transformador".

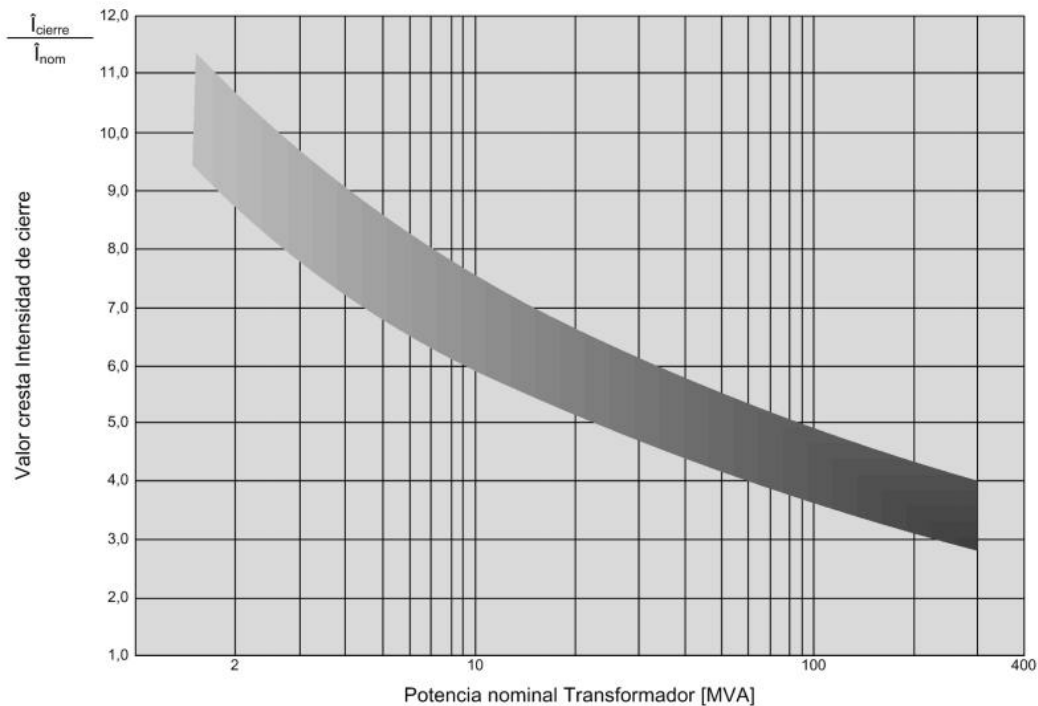


Figura 33. Corriente inrush según la potencia del transformador [4]

Sin embargo, dicha corriente de inrush es relativamente fácil de detectar debido a que tiene una gran cantidad de segundo armónico, generalmente de más del 60% de la magnitud de la frecuencia fundamental. Por lo tanto, en caso de que se detecte ese tipo de corriente la función se bloquea, para no disparar cuando no debe hacerlo. Este bloqueo se debe anular en caso de detectar una falta.

En caso de que haya sobreexcitación, aparecen armónicos impares en la corriente. Sin embargo, el tercer armónico no aparece en caso de una conexión en triángulo, con lo que para comprobar si También se dan corrientes diferenciales en caso de que haya una sobreexcitación, y el núcleo del transformador satura. Este caso es también fácilmente detectable debido a que aparece gran cantidad de 5º armónico

La corriente de frenado se define como la corriente más elevada entre todas las corrientes medidas.

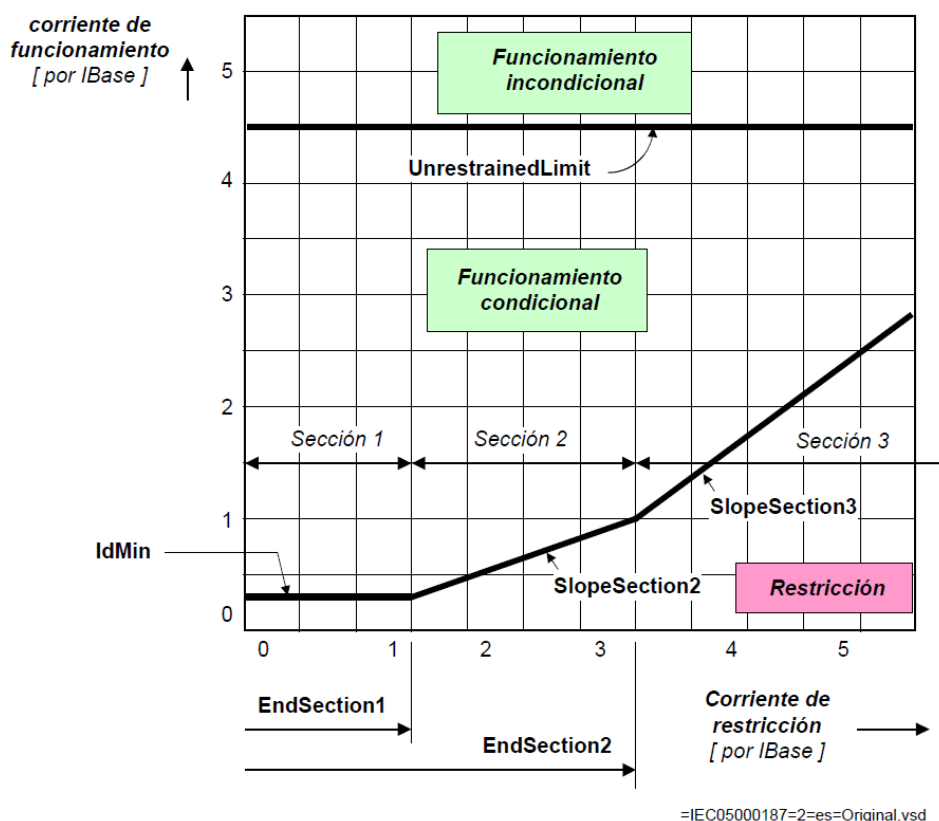


Figura 34. Curva característica diferencial de transformador [6]

Adicionalmente se tiene una comprobación extra sobre si la falta es interna o externa. Dicha comprobación se realiza mediante una comparación de corrientes en el plano alfa. Para dicha comparación no se usan las medidas de corriente por la línea directamente, sino que se comparan las corrientes de secuencia negativa. Esto se hace porque la aparición de una cierta cantidad de componente de secuencia negativa o de secuencia homopolar es un indicador de una perturbación. En este caso se utiliza la componente negativa debido a sus ventajas frente a la homopolar como, por ejemplo, que no desaparece cuando aparece un transformador con uno de los lados en triángulo.

Para que se active esta comprobación, la componente de secuencia negativa debe ser superior a un cierto valor (que suele ser del 5-10% del valor de la corriente nominal), y se ajusta bajo el parámetro “I_{MinNegSeq}” de la tabla de ajustes. En caso de que alguna de las dos corrientes sea inferior al valor ajustado, esta aplicación se desactiva, para evitar posibles disparos erróneos.

Para la comparación se recurre a la relación entre las dos corrientes en los extremos ($r = I_{\text{REMOTO}}/I_{\text{LOCAL}}$). En funcionamiento normal o ante faltas pasantes, $r = 1 \angle 180^\circ$, sin embargo, si se da una falta interna, dicha relación pasa a ser $r = r \angle 0^\circ$. El módulo no tiene por qué ser 1 sin embargo, el ángulo sí que será alrededor de 0° , con cierto margen de seguridad, en caso de posibles errores en la medición. Dicho margen se ajusta mediante el parámetro “NegSeqROA”, y suele ser de unos 60° , que es un valor que favorece la seguridad. Se puede ver mejor el funcionamiento de la comprobación en la Figura 35. Comprobación adicional falta interna [6].

La diferencial de bloque (87O) va a actuar como función de apoyo tanto de la diferencial de transformador (87T), como de la diferencial de generador (87G). Por ello, en caso de que haya orden de disparo de cualquiera de las dos funciones (87T ó 87G) se debe bloquear la orden de disparo de la diferencial de bloque, para que se respete la coordinación.

Los ajustes van a ser los mismos para ambos relés.

La sensibilidad de la protección (I_{dmin}) es la mínima corriente diferencial ante la que la protección va a actuar. Para evitar posibles errores en la medida o similares, se toma como 5-10% I_N . Se toma en p.u. según el manual, con lo cual ese 5 % I_N pasa a ser directamente 0,05 p.u. El relé calcula la corriente nominal a partir de los datos de tensión y potencia nominales internamente.

$$I_{dmin} = 0,05 \text{ p.u.}$$

La corriente diferencial a partir de la que no se le aplica el frenado (I_{DUnre}) tiene que ser mayor que la máxima corriente que circula en caso de cortocircuito externo, para que en caso de que se calcule un valor de corriente diferencial mayor que ese valor, se pueda asegurar que es un cortocircuito interno. En este caso la máxima corriente se da cuando hay un cortocircuito trifásico en bornes del generador, que como se vio en el cálculo de cortocircuitos es de 50,201 kA en la zona de media tensión (15,75 kV), que en por unidad es 8,34 p.u. Con lo cual el valor de I_{DUnre} debe ser superior a ese valor. Como en el cálculo del cortocircuito no se tuvo en cuenta la posible aportación desde los servicios auxiliares, se debe aumentar el valor de la corriente para tener en cuenta dicha aportación. Aumentarlo 1 p.u. debe ser suficiente.

$$\text{Con lo cual } I_{DUnre} \geq 8,34 + 1 = 9,34 \text{ p.u.} \rightarrow I_{DUnre} = 9,40 \text{ p.u.}$$

Asimismo. para la comprobación de secuencia negativa, se va a tomar el valor mínimo de corriente negativa de las medidas como $I_{MinNegSeq} = 0,05 \text{ p.u.}$ (5% I_N) que es la mínima posible en los ajustes del relé, y un ángulo $NegSeqROA = 60^\circ$. En caso de que no se cumpla el criterio de la corriente mínima de secuencia negativa, el relé lo que hace internamente es imponer que en la comprobación adicional se está fuera de la zona interna, asignando un ángulo de 120° que siempre va a estar fuera de la zona de falta interna (el límite para el ajuste del ángulo es 120°).

Respecto a las secciones de la curva característica:

Se empieza calculando las pendientes, que son la suma de todos los posibles errores de medida en porcentaje. En este caso se tienen posibles errores por toma incorrecta, error de medida del TI y un margen de seguridad (fs)

No se tiene en cuenta el error por los armónicos en la medida, debido a que el relé internamente calcula el primer armónico a partir de las medidas antes de hacer cualquier tipo de operación.

Pendiente sección 2:

$$\text{SlopeSection2} = X + 2 \cdot \varepsilon_{CT} + fs = 11,25 + 2 \cdot 1 + 10 = 23,25 \% \rightarrow \text{Se puede tomar } 25\%$$

X : Posible error en la toma en el transformador. La toma nominal es la 9, y hay un 1,25% de diferencia entre cada toma, con lo cual puede haber hasta $9 \cdot 1,25 = 11,25 \%$ de error.

ε_{CT2} : cuando la corriente es mucho menor que la de saturación, como ocurre en esta zona, el error de medida se puede estimar en 1 %

Se va a tener un margen de seguridad del 10%.

Pendiente sección 3:

$$\text{SlopeSection3} = X + 2 \cdot \varepsilon_{CT} + fs = 11,25 + 2 \cdot 5 + 30 = 51,25 \% \rightarrow \text{Se puede tomar } 55\%$$

ε_{CT3} : al ser un transformador de corriente 5P30, el error de medida es el 5%

Se va a tener en cuenta un margen de seguridad en este caso del 30%, porque puede darse saturación.

Punto final sección 1

Este punto siempre se calcula de la misma manera, y es suponiendo que la recta de pendiente 2 pasa por el origen. Por ello:

$$\text{EndSection1} = I_{dmin} / \text{SlopeSection2} = 0,05 / 0,15 = 0,33 \text{ p.u.}$$

Punto final sección 2

El punto final de la sección 2 se va a tomar como el 10% de la corriente de saturación que, como el TI es 5P30, sería cuando la corriente es 30 veces la nominal. Sin embargo, se debe pasar dicho valor a "por unidad", con lo que quedaría:

$$\text{EndSection2} = 0,1 \cdot 30 \cdot 750 / 588 = 3,83 \text{ p.u.}$$

2. Transformador de servicios auxiliares

$$I_N (15,75 \text{ kV}) = 27 \cdot 10^6 / (15,75 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}) = 990 \text{ A}; \text{ TI: } 1250/1 \text{ A}$$

$$I_N (6,6 \text{ kV}) = 27 \cdot 10^6 / (6,6 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}) = 2362 \text{ A}; \text{ TI : } 3000/5 \text{ A}$$

Los dos transformadores de servicios auxiliares son iguales, y por tanto tienen los mismos ajustes.

Al igual que en el caso del transformador principal:

$$I_{\text{MinNegSeq}} = 0,05 \text{ p.u.}$$

$$\text{NegSeqROA} = 60^\circ$$

La sensibilidad se toma de nuevo la menor posible, $I_{\text{dmin}} = 0,05 \text{ p.u.}$

En este caso la máxima corriente se da cuando hay un cortocircuito trifásico en bornes de BT del transformador, que como se vio en el cálculo de cortocircuitos es de 21,141kA en la zona de 6,6 kV, que en por unidad es 8,96 p.u. Con lo cual el valor de I_{DUnre} debe ser superior a ese valor.

$$\text{Con lo cual } I_{\text{DUnre}} \geq 8,96 \cdot \text{p.u.} \rightarrow I_{\text{DUnre}} = 9,10 \text{ p.u.}$$

Respecto a las secciones de la curva característica:

Pendiente sección 2:

$$\text{SlopeSection2} = X + 2 \cdot \varepsilon_{\text{CT}} + f_s = 12,50 + 2 \cdot 1 + 0 = 14,50 \% \rightarrow \text{Se puede tomar } 15\%$$

X : Posible error en la toma en el transformador. La toma nominal es la 10, y hay un 1,25% de diferencia entre cada toma, con lo cual puede haber hasta $10 \cdot 1,25 = 12,50\%$ de error.

ε_{CT2} : cuando la corriente es mucho menor que la de saturación, como ocurre en esta zona, el error de medida se puede estimar en 1 %

No se va a tener en cuenta un margen de seguridad en este caso

Pendiente sección 3:

$$\text{SlopeSection3} = X + 2 \cdot \varepsilon_{\text{CT}} + f_s = 12,50 + 2 \cdot 5 + 10 = 32,50 \% \rightarrow \text{Se puede tomar } 35\%$$

ε_{CT3} : al ser un transformador de corriente 5P30, el error de medida es menor del 5%

Se va a tener en cuenta un margen de seguridad en este caso del 10%, porque puede darse saturación.

Punto final sección 1

Este punto siempre se calcula de la misma manera, y es suponiendo que la pendiente 1 pasa por el origen. Por ello:

$$\text{EndSection1} = I_{\text{dmin}} / \text{SlopeSection2} = 0,05 / 0,15 = 0,33 \text{ p.u.}$$

Punto final sección 2

El punto final de la sección 2 se va a tomar como el 10% de la corriente de saturación que, como el TI es 5P30, sería cuando la corriente es 30 veces la nominal. Sin embargo, se debe pasar dicho valor a “por unidad”, con lo que quedaría:

$$\text{EndSection2} = 0,1 \cdot 30 \cdot 1250 / 990 = 3,79 \text{ p.u.}$$

Tal y como se ha dicho, esta función tiene un bloqueo por segundo armónico, para evitar disparos indeseados en la energización del transformador, donde aparece una corriente de inrush. El valor de la cantidad de segundo armónico a la que la función se bloquea se define con el parámetro I_2/I_1 ratio, y se da en porcentaje, según el manual. Un valor de 15% suele ser válido en la mayor parte de los casos. Para el quinto armónico, el valor se define como I_5/I_1 ratio, y un valor del 25% suele ser válido en general. Estos ajustes de armónicos son comunes a todos los transformadores.

b. Función 87N: diferencial de neutro

Esta función se instala para servir de apoyo frente a faltas a tierra. Solo detecta faltas a tierra, ya que son las únicas en las que existe circulación de corriente por el neutro. A su vez tiene una sensibilidad muy superior que la diferencial de transformador frente a las faltas a tierra y puede detectarlas aunque sean de baja corriente.

La función compara la suma de las tres corrientes por las líneas con la corriente por el neutro de la conexión en estrella del transformador. En circunstancias normales, al ser un sistema equilibrado, no hay circulación de corriente por el neutro. Si hay una falta a tierra externa, sí habría circulación por el neutro, pero su valor sería el mismo que la suma de las tres corrientes por las líneas. Sin embargo, en caso de que la falta sea dentro de la zona de protección, la corriente por el neutro no sería igual que la suma de las tres corrientes por las líneas.

Según el manual del relé en este caso se tiene además una comprobación adicional para determinar si se trata de una falta interna. Se trata de una comprobación de la direccionalidad de las corrientes homopolares frente a la corriente que circula por el neutro, tal y como se ve en las figuras “Figura 36. Falta externa” y “Figura 37. Falta interna”.

El relé internamente realiza el cálculo de la corriente diferencial que en este caso se define como $I_{dif} = 3 \cdot I_0 + I_N$. I_0 es calculado por el relé internamente a partir de las corrientes en las tres líneas mediante la fórmula $I_0 = (I_a + I_b + I_c) / 3$. Se debe tener especial cuidado de que los TI's queden conectados con la polaridad correcta. Tras realizar el cálculo de la corriente diferencial hace la comprobación mediante una gráfica porcentual internamente. En dicha gráfica solo se puede ajustar el valor de la sensibilidad, ya que el resto de sus valores de ajuste están impuestos internamente tal y como se ve en la “Figura 38. Característica diferencial porcentual 87N”. La corriente de polarización se define como la máxima de las 4 corrientes medidas (las 3 corrientes de línea y la corriente por el neutro).

El otro valor parametrizable que tiene esta función es el valor del ángulo de operación ROA, para la comprobación adicional de falta interna. Solo se permite el funcionamiento si las corrientes $3I_0$ e I_N se encuentran dentro de la región de funcionamiento como se ve en la “Figura 37. Falta interna”

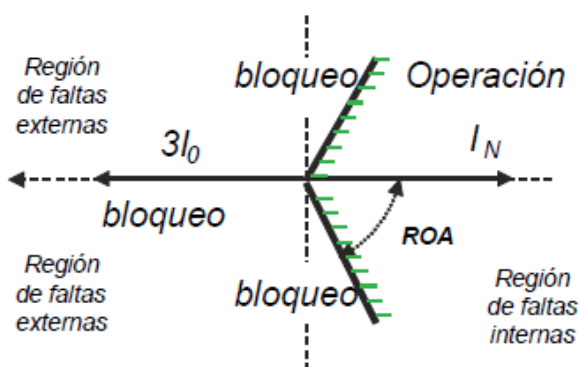


Figura 36. Falta externa [6]

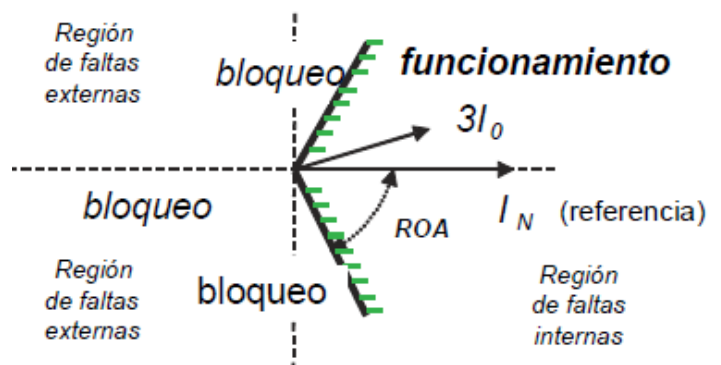


Figura 37. Falta interna [6]

Esta función de protección no necesita ninguna corrección de fase ni magnitud, como ocurre en la protección diferencial de transformador. Sin embargo, se debe tener cuidado con la posible saturación de los TI de medida.

A priori esta función no disparará nunca ante la energización del transformador (corriente de inrush) debido a que dicha corriente de inrush es equilibrada, aunque sea de valor elevado. Sin embargo, sí que puede ocurrir que esa corriente sea lo suficientemente elevada como para que aparezca saturación en alguno de los TI's, provocando un disparo erróneo. Por este motivo el relé, para esta función, realiza internamente un análisis de segundo armónico. Si dicho segundo armónico fuese superior al 40% del armónico fundamental, la función queda bloqueada.

Asimismo, para solventar que una posible saturación de alguno de los TI's ante una falta pasante pueda provocar disparo, el relé comprueba si la corriente diferencial calculada y la corriente que circula por el neutro han tenido algún desfase temporal en su aparición. Durante faltas a tierra externas, antes de que ocurra la saturación, primero circula una corriente elevada por el neutro mientras que la corriente diferencial es muy pequeña. Sin embargo, tras la saturación de algún TI de medida, la corriente diferencial aumentaría. Si esa situación es detectada por el relé, se considera que se ha producido saturación y quedaría bloqueado el disparo.

Los valores fijos que tiene la característica de funcionamiento son:

Fin de zona 1: 125% I_{base}

Fin de zona 2: 300% I_{base}

Primera pendiente: 70%

Segunda pendiente: 100%

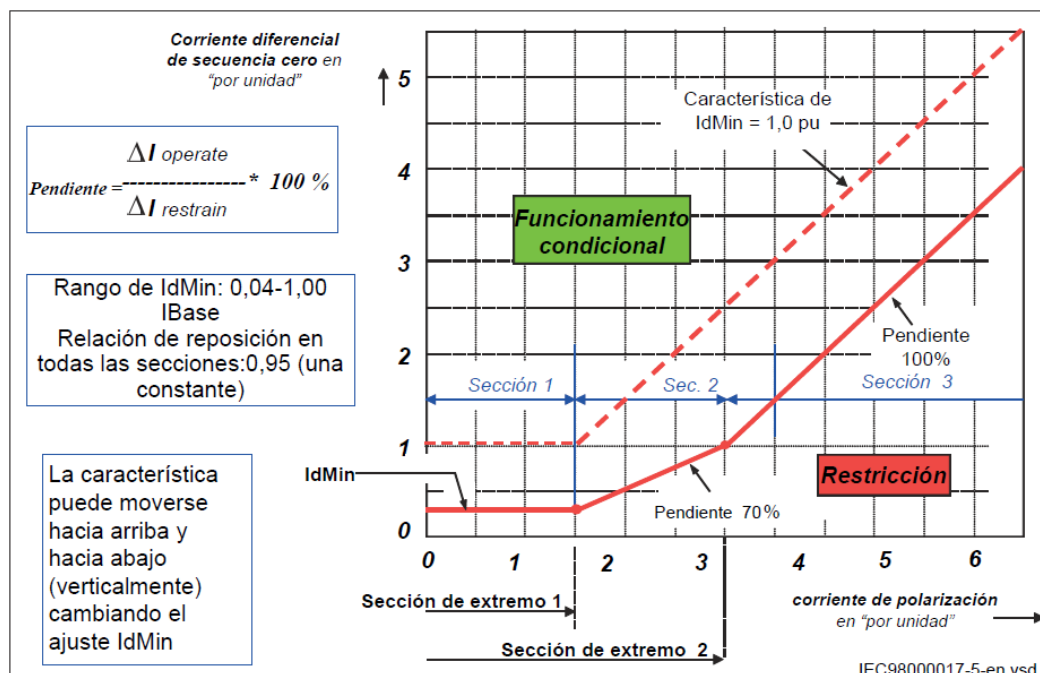


Figura 38. Característica diferencial porcentual 87N [6]

Los ajustes entonces quedarían:

La sensibilidad que se va a tomar es la mínima posible, que en este caso según el manual del relé es el 4% de la corriente base. El ajuste se da en porcentaje de la corriente base directamente.

$$I_{dmin} = 4 \% I_b$$

El otro ajuste que tiene esta función es el ángulo característico para la comprobación adicional de falta interna. Según el manual puede ser entre 60 y 90 grados, y tomando 60° se suele obtener un buen resultado, con lo que se tomará ese valor.

$$ROA = 60^\circ$$

Estos ajustes son comunes para los tres transformadores ya que están referidas a la corriente base, que es diferente en el transformador principal y en los de servicios auxiliares. El valor de corriente base se introduce en el relé en la tabla de ajustes en cada caso, donde también se añaden los valores de tensión nominal, la relación de transformación de los TI's, etc.

c. Función 50: sobrecorriente instantánea

Esta función se usa como protección rápida y se ajusta para valores elevados de corriente. Esta función actuará instantáneamente en caso de que la corriente medida supere el valor ajustado. Dicho valor debe ser tal, que se asegure de que se trata de una falta. Por ello, ese valor debe ser superior a cualquier corriente que pueda aparecer en funcionamiento normal, incluyendo la corriente de inrush.

Al no ser una función selectiva, en el ajuste se debe tener en cuenta que no debe disparar para casos en los que la falta debe ser despejada por otros interruptores, como por ejemplo ante faltas en líneas contiguas a la línea de salida de la central. La corriente que aportará el generador a la falta en ese caso será parecida a la que aporta el generador en el cortocircuito trifásico en bornes del transformador principal, con lo cual el ajuste debe ser superior a dicho valor.

Según el manual del relé, tiene un ajuste de modo de funcionamiento, para que se active la función cuando solo una de las fases sufre la sobrecorriente o si deben ser dos o más fases. En este caso se va a ajustar a una fase, para que se detecten todos los cortocircuitos (monofásicos, bifásicos y trifásicos).

- Lado AT (Línea)

El ajuste debe ser superior a la aportación del generador ante un cortocircuito en la línea. Según el cálculo de cortocircuitos, esa aportación es de 2,33 kA, que en este caso al ser la corriente nominal 588 A, son 3,96 p.u. Asimismo también debe ser superior a la posible corriente de inrush que pueda aparecer, que se estima en 5-6 I_b , que es superior. Por lo tanto, el ajuste debe ser por lo menos un 20% superior a ese valor, que son 7,2 p.u. Se puede tomar 7,5 p.u. como suficiente.

- Transformadores de Servicios Auxiliares

El ajuste debe ser superior a la corriente que circularía debido a la corriente de inrush que pueda aparecer, que según el data sheet es de 3980 A en el lado de MT, que son 4,02 p.u. El ajuste debe ser por lo menos un 20 % superior que ese valor, que sería 4,82 p.u., con lo cual un ajuste de 4,90 p.u. es suficiente para asegurar que se trata de un cortocircuito.

d. Función 51/67: sobrecorriente

Sobrecorriente (51)

Este tipo de funciones son las más numerosas en la red eléctrica, debido a su facilidad de medida y detección de cualquier tipo de falta. Sin embargo, no es selectiva lo que conlleva que no puede dar un disparo instantáneo para que no se produzcan disparos erróneos.

Para mejorar la selectividad se puede añadir el cálculo de la direccionalidad de la corriente, para así poder actuar solo cuando la corriente circula en la dirección deseada (por ejemplo desde la red hacia el transformador).

El retardo en la actuación puede ser de tiempo dependiente o tiempo independiente. En el primer caso, si la corriente medida es superior al valor ajustado durante un tiempo ajustado fijo se produce el disparo.

En el segundo caso se usan gráficas $I - t$ de tiempo inverso para determinar si se procede al disparo. Dichas curvas suelen ser de la forma:

$$t = \frac{K \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_{min}}\right)^{\alpha} - 1}$$

Los valores de α y β quedan definidos dependiendo del tipo de gráfica. Las más utilizadas son normal inversa, muy inversa y extremadamente inversa, que tienen los siguientes valores:

Característica	α	β
Normal inversa	0,02	0,14
Muy inversa	1	13,5
Extremadamente inversa	2	80

Tabla 22. Tipos de curvas inversas [1]

Según los criterios generales de protección de Red Eléctrica se ajusta para que la corriente mínima de disparo sea 1,2-1,3 I_N .

En este caso se va a tomar $I_{min} = 1,3 I_N$

Este tipo de función se suele tomar como de apoyo a las protecciones principales como la diferencial, y por ello su tiempo de actuación es relativamente largo.

1. Transformador principal lado AT

Para ajustar esta función, se deben dar el tipo de curva, así como los parámetros I_{min} (intensidad de arranque) y K (dial).

Se va a usar una curva extremadamente inversa en este caso.

Como se ha dicho anteriormente la corriente mínima se va a tomar $1,3 \cdot I_N$.

Se pueden dar dos curvas diferentes, una para proteger al transformador frente a sobrecargas, con la corriente relativamente cerca de la nominal y un tiempo de actuación muy largo, y otra para cortocircuitos con un tiempo mucho menor.

Para la de sobrecargas se va considerar la corriente mínima $1,2 \cdot I_N$, y se va a suponer que para una corriente de $1,5 \cdot I_N$, dispare en 10 minutos. El transformador, según la norma UNE-IEC-60076-7, debe aguantar por lo menos 30 minutos con esa corriente.

$$600 = 80 \cdot K / ((1,5I_N/1,3I_N)^2 - 1) \rightarrow K = 2,4852 \rightarrow K_{ajuste} = 2,49$$

Para la de cortocircuitos, el valor del parámetro K, se va a considerar que el tiempo de despeje de una falta de 2327 A ($3,96 \cdot I_N$) en la línea será de 1 segundo. (Cortocircuito trifásico al final de la línea). En este caso, para evitar que solape con la anterior, se va a dar una corriente mínima de $1,6 \cdot I_N$

$$1 = 80 \cdot K / ((3,96I_N/1,6I_N)^2 - 1) \rightarrow K = 0,0641 \rightarrow K_{ajuste} = 0,07$$

2. Transformadores de servicios auxiliares

De nuevo se usa una curva extremadamente inversa mientras que la corriente mínima en este caso es de $1,1 \cdot I_N$, ya que la corriente que circula normalmente por los servicios auxiliares es mucho menor que su corriente nominal.

Para el parámetro K se considera que una falta de $2 \cdot I_N$ se despeje en 1,5 segundos.

$$1,5 = 80 \cdot K / ((2I_N/1,1I_N)^2 - 1) \rightarrow K = 0,043 \rightarrow K = 0,05$$

Sobrecorriente direccional (67):

Solo instalada en los relés del transformador principal

Si se conociese la dirección de la corriente se podría realizar un ajuste más fino sobre lo que se desea proteger. Por ejemplo, la situación normal de la línea entre una planta de generación y la red es que la planta aporta energía a la red. Por lo tanto, si se diese la situación en la que la energía se dirige desde la red hacia la planta, es una señal de que no se está en la situación normal.

Dicha situación puede no ser una perturbación en caso de tener desconectado el generador, alimentando los servicios auxiliares desde la red. Por ello la corriente de arranque en ese caso se podría considerar mucho menor. Los servicios auxiliares tienen unos transformadores cuya máxima potencia es de 27 MVA. Suponiendo que ambos estén demandando esa potencia máxima la red aportaría 54 MVA. La corriente por la línea en ese caso sería:

$$I = 54 \cdot 10^6 / (161 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}) = 193.65 \text{ A, que es equivalente al } 32,93 \% I_N \text{ (} I_N = 588 \text{ A)}$$

Se añade un pequeño margen de seguridad: $I_a = 1,1 \cdot I = 36,23 \% I_N \rightarrow I_{\min} = 37 \% I_N$

Si la corriente que circula es superior a ese valor, se puede considerar que se ha producido un cortocircuito.

Para poder añadir el criterio de direccionalidad se debe poder conocer la dirección que toma la corriente a partir de los valores de tensión y corriente medidos. Por lo tanto es necesaria una magnitud, que se denominará de polarización, que sirva de referencia. Dicha magnitud de polarización debe cumplir ciertos requisitos, como su no anulación en caso de cortocircuito, así como que su dirección debe permanecer invariable ante cambios en la dirección de la corriente.

La magnitud que cumple con esos requisitos es la tensión. Sin embargo, no es conveniente usar la tensión fase-tierra para polarizar la corriente de la misma fase, porque de producirse una falta cercana la tensión puede verse afectada. Por ello es conveniente usar tensiones entre fases. Existen seis posibilidades de tensiones entre fases (V_{AB} , V_{BA} , V_{AC} , V_{CA} , V_{BC} , V_{CB}) para cada una de las fases. Se escoge dicha tensión en función de las características de la red. En este caso, la impedancia de línea tiene un argumento de 82° . Por lo tanto, se debería polarizar con la tensión de fases de las dos fases contrarias a la fase donde se mide la corriente: si se mide la corriente de fase A, se tomará la tensión V_{BC} , que forma 90° capacitivos. Si se midiese la fase B, se tomará la tensión V_{CA} , que forma 90° capacitivos. Y si se mide la fase C se tomaría la tensión V_{AB} , que forma 90° capacitivos.

Sin embargo, según el manual del relé, la dirección de la corriente de falta se expresa como ángulo de corriente en relación con el ángulo de tensión. La corriente de falta y la tensión de falta para la función direccional dependen del tipo de falta. Para activar la medición direccional para faltas cercanas, lo que provoca tensión medida baja, la tensión de polarización es una combinación de la tensión aparente (85%) y la tensión de memoria (15%). Se utilizan las siguientes combinaciones:

Cortocircuitos entre fases:

$$U_{refL1L2} = U_{L1} - U_{L2}; I_{dirL1L2} = I_{L1} - I_{L2}$$

$$U_{refL2L3} = U_{L2} - U_{L3}; I_{dirL2L3} = I_{L2} - I_{L3}$$

$$U_{refL3L1} = U_{L3} - U_{L1}; I_{dirL3L1} = I_{L3} - I_{L1}$$

Cortocircuitos fase-tierra:

$$U_{refL1} = U_{L1}; I_{dirL1} = I_{L1}$$

$$U_{refL2} = U_{L2}; I_{dirL2} = I_{L2}$$

$$U_{refL3} = U_{L3}; I_{dirL3} = I_{L3}$$

Para el caso de faltas cercanas al punto de medición, en el que en el caso de faltas fase-tierra la tensión en una de las fases sería muy pequeña, se añade la condición de que la tensión medida debe ser superior al 4% de la tensión base. Esto lo hace el relé internamente, sin posibilidad de ajuste.

El relé calcula las corrientes de referencia mencionadas en todo momento. El ajuste direccional se expresa como un ángulo característico *AngleRCA* para la función, y una ventana de ángulo *AngleROA*.

El ángulo característico según el manual puede variar entre 40 y 65°. Un ángulo suficiente para este caso puede ser de 60°. Mientras que el ángulo de operación según el manual puede variar entre 40 y 89°. Se toma dicho ángulo de valor 85°, para tener un gran margen.

El relé comprueba la dirección para determinar si la falta es hacia delante o hacia atrás, mediante la característica de la "Figura 39. Característica comprobación direccionalidad [6]".

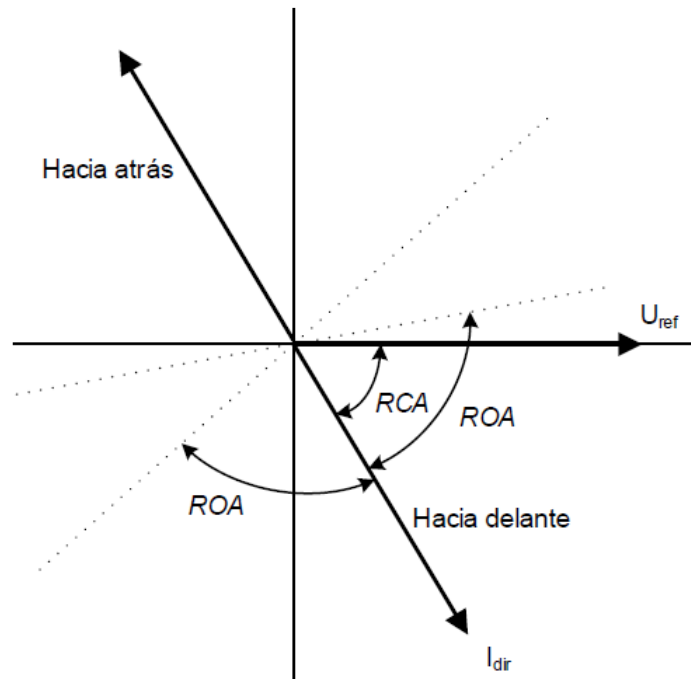


Figura 39. Característica comprobación direccionalidad [6]

Esta función tiene un bloqueo por segundo armónico para evitar disparar cuando se da corriente de inrush. El valor de 20% de la corriente base por defecto es válido en la mayor parte de los casos.

Los ajustes en este caso serían entonces:

Angle RCA = 60°

Angle ROA = 80°

$I_{min} = 37 \% I_b$

Respecto a la característica de retardo, se suele tomar como tiempo definido en estos casos. Se puede tomar un tiempo relativamente alto de 0,7 – 1 segundo.

$t = 1$ segundo

Se añade un bloqueo de segundo armónico para evitar que dispare incorrectamente en caso de arranque del transformador.

$2ndharmStab = 20 \% I_b$

e. Función 51N: sobrecorriente de neutro

Esta función se utiliza para detectar y despejar faltas a tierra. Debido a que en funcionamiento normal el sistema es equilibrado, la corriente por el neutro es nula. Sin embargo, de aparecer una falta a tierra, el sistema deja de ser equilibrado y aparece una corriente significativa por el neutro.

El relé calculará la corriente por el neutro a partir de las corrientes por las fases mediante la suma vectorial de las mismas:

$$I_{op} = 3 \cdot I_0 = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}$$

Para asegurar que se trata de una falta a tierra, la corriente que circula por el neutro debe ser superior a cualquier corriente que pudiese aparecer por desequilibrios puntuales o errores en la medida.

1. Transformador principal

Se va a tomar como el peor desequilibrio posible en funcionamiento normal como del 10%. Asimismo, se va a suponer que la medida en ese momento tiene un error máximo positivo en uno de los TI's, mientras que es negativo máximo en los otros dos, dando lugar así a la peor situación. Dicho error de medida máximo es del 5%.

En este caso, la corriente por el neutro quedaría:

$$|I_N| = I \cdot 1,1 \cdot (1 + \text{error}) - I \cdot (1 - \text{error}) = 0,205 \cdot I$$

Debido a posible aparición de armónicos o similar se aumenta hasta un margen de seguridad hasta $0,25 \cdot I$.

Se puede asegurar por tanto que si por el neutro circula una corriente superior al $25\% I_b$ hay un cortocircuito a tierra y se procede al disparo. Para respetar la selectividad, ya que esta función detecta faltas a tierra lejanas también, se va a retardar su actuación medio segundo.

Tiene un bloqueo por segundo armónico para evitar disparar en caso de corriente de inrush, que se puede ajustar al 20%, al igual que en las otras funciones.

$$I_N > 25 \% I_b$$

$$t = 0,5 \text{ segundos}$$

2. Transformador de servicios auxiliares

Se van a tomar los mismos ajustes que en el caso del transformador de potencia, pero el tiempo un poco mayor.

$$I_N > 25 \% I_b$$

$$t = 1 \text{ segundo}$$

f. Función 59N: sobretensión de neutro

En transformadores de potencia en los que no hay impedancia en el neutro del lado de estrella, como en este caso el transformador principal, se suele añadir esta función como respaldo ante posibles faltas a tierra. Usar la tensión en vez de la corriente es útil para detectar faltas de baja corriente cerca del neutro.

Durante faltas a tierra pueden aparecer tensiones residuales en el neutro.

La medida de la tensión del neutro en este caso se va a realizar a partir de las medidas de las tres fases. El relé internamente calcula la tensión de neutro.

Se deben tener en cuenta los posibles valores de tensión de neutro que puedan aparecer durante el funcionamiento normal, como por ejemplo un desequilibrio puntual de tensión, para evitar disparos erróneos. De forma general se supone que no va a aparecer un desequilibrio de tensión superior al 5%, por lo tanto el límite para el ajuste será del 10% U_N .

El retardo en el disparo puede ser de tiempo definido o de característica inversa. En este caso se va a tomar como tiempo definido. Se va a tomar 1 segundo, para dar tiempo a la protección principal.

El relé calcula la tensión por el neutro a partir de las medidas de tensión por las tres líneas: $\underline{U}_N = \underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{U}_C = 3 \cdot \underline{U}_0$

g. Función 46: carga desequilibrada

Al igual que en el caso del generador, una corriente desequilibrada lo que implica es una aparición de corriente de fase negativa, que provoca calentamiento de algunas partes de la máquina.

El relé internamente calculará la corriente de fase negativa a partir de las tres corrientes por las líneas mediante la fórmula:

$$I_2 = (I_{L1} + a^2 \cdot I_{L2} + a \cdot I_{L3}) / 3 ; a = 1 \angle 120^\circ$$

En este caso la función actuará siguiendo una curva inversa $I_2 - t$, con lo que hay que ajustar el tipo de curva que se requiera, así como la corriente mínima de operación.

$$t = \frac{K \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_{2min}}\right)^{\alpha} - 1}$$

Se va a usar una curva normal inversa en este caso, los valores de α y β quedan definidos.

$$\alpha = 0,02 ; \beta = 0,14$$

Asimismo para la corriente mínima se va a tomar el 10% de la corriente nominal, por posibles desequilibrios en régimen permanente o errores en la medida.

El valor de K va a definir el multiplicador de tiempo de disparo. Se va a suponer que para una corriente de fase negativa de $0,5 I_N$, la función va a disparar en 5 segundo (para dar tiempo a las demás funciones a disparar).

$$5 = K \cdot 0,14 / ((0,5 I_N / 0,1 I_N)^{0,02} - 1) \rightarrow K = 1,25$$

$$I_{2min} = 10 \% I_b$$

3. Comprobación aparamenta

Nivel 161 kV

a. Pararrayos de la subestación

Hay dos pararrayos, uno en cada extremo de la subestación.

Los pararrayos deben poder soportar en régimen permanente la máxima tensión en servicio que pueda aparecer en la red. Como la red tiene eliminación automática de defectos a tierra, según la norma "UNE-EN-60099-5 (2013): Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización", la tensión de servicio es la tensión más elevada de la red dividida entre $\sqrt{3}$, y multiplicada por un factor de seguridad de 1.05 para tener en cuenta posibles incrementos de valor de cresta debido a presencia de armónicos.

Tensión servicio continuo (U_c): $U_c = 1,05 \cdot U_s / \sqrt{3} = 103,6 \text{ kV}$; $U_s = 170 \text{ kV}$

$U_s = 170 \text{ kV}$; Tensión más elevada.

La tensión asignada es la máxima tensión eficaz soportada por el pararrayos durante 10 segundos tras haber sido sometido a descargas de corriente tipo rayo. Según la norma UNE-60099-5, esta tensión está relacionada con la capacidad del pararrayos para soportar sobretensiones temporales, por lo que se tienen en cuenta tanto la amplitud como la duración de la sobretensión, para poder calcular la sobretensión equivalente de 10 segundos, con la ecuación $U_{eq} = U_t \cdot (T_t/10)^m$ (T_t duración de la sobretensión temporal, válido para esta ecuación entre 0,1 y 100 segundos; $m = 0,02$ si no hay datos)

La tensión asignada (U_r) del pararrayos debe ser superior a la sobretensión temporal equivalente calculada, añadiendo un factor de seguridad según la norma UNE-60099-5 (generalmente se usa 7,5%), con lo que: $U_r \geq 1,075 \cdot U_{eq}$

Las sobretensiones temporales que más aparecen son por defectos a tierra o por pérdidas de carga. La duración de dichas sobretensiones no es el mismo, y se considera que el defecto a tierra dura 0,5 segundos, mientras que la pérdida de carga 60 segundos. En el caso de defecto a tierra, la sobretensión temporal sigue la siguiente ecuación: $U_t = k \cdot U_s / \sqrt{3}$. Según la norma UNE-EN-60099-5: El factor "k" depende de los valores de resistencia y reactancia directa y homopolar, según la relación entre X_0/X_1 y R_0/X_1 .

En este caso, de acuerdo con los datos y las gráficas dadas en la norma, el valor del factor es 1,3

En el caso de pérdidas de carga, la sobretensión sigue la siguiente ecuación:
 $U_t = 1,20 \cdot U_s / \sqrt{3}$

Por defecto a tierra (0,5s): $U_t = k \cdot U_s / \sqrt{3}$; $\rightarrow U_t = 127,59 \text{ kV}$

Por pérdida de carga (60s): $U_t = 1,20 \cdot U_s / \sqrt{3}$; $\rightarrow U_t = 117,78 \text{ kV}$

Se calculan ambas U_{eq} , y se selecciona la más elevada:

$$U_{eq1} = 127,59 \cdot (0,5/10)^{0,02} = 120,17 \text{ kV}$$

$$U_{eq2} = 117,78 \cdot (60/10)^{0,02} = 122,08 \text{ kV}$$

$$U_r = 1,075 \cdot 122,08 = 131,23 \text{ kV}$$

Los datos del pararrayos instalado son: $U_c = 106 \text{ kV}$ y $U_r = 132 \text{ kV}$ (Tabla 3. Datos de los pararrayos de la subestación), que en ambos casos son superiores a las mínimas calculadas, con lo que cumple la normativa.

Para calcular la clase necesaria, hay que calcular la capacidad de absorción de energía que según la norma UNE-EN-60099-5 hay 3 tipos diferentes: energía debida a la conexión y reenganche de líneas, energía debida a la descarga del cable y energía debida al rayo cortado por la cadena de aisladores.

Energía debida a la conexión y reenganche de líneas:

$$W_1 = 2 \cdot U_{ps} \cdot (U_{et} - U_{ps}) \cdot T_w / Z$$

U_{ps} : nivel de protección a impulso tipo maniobra del pararrayos (sin datos fabricante $U_{ps} \approx 2 \cdot U_r$) $\rightarrow U_{ps} = 2 \cdot 132 = 264 \text{ kV}$

U_{et} : Amplitud de la sobretensión evaluada

$$U_{et} = (1,25 \cdot U_{e2} - 0,25) \cdot (\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot U_s \rightarrow U_{et} = (1,25 \cdot 2,5 - 0,25) \cdot (\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot 170 = 399,06 \text{ kV}$$

U_{e2} = Valores de sobretensiones transitorias con una probabilidad de ser superada del 2%. (Se suele tomar el valor 2,5 p.u.)

T_w : tiempo de propagación de la sobretensión a lo largo de la línea. Se calcula como el cociente entre la longitud de la línea (en este caso 4,5 km) y la velocidad de propagación, que se toma como la velocidad de la luz (300 m/ μ s)

$$T_w = 4,5/0,3 = 15 \mu\text{s}$$

Z : módulo de la impedancia de la línea. En este caso 375 Ω

$$W_1 = 2 \cdot U_{ps} \cdot (U_{et} - U_{ps}) \cdot T_w / Z \rightarrow W = 2,85 \text{ kJ}$$

Energía debida a la descarga del cable:

$$W_2 = (1/2) \cdot C \cdot ((3\hat{U}_0)^2 - (\sqrt{2} \cdot U_r)^2)$$

C: capacidad del cable. $C=1,65 \mu F$

\hat{U}_0 : valor de cresta de la tensión de servicio entre fase y tierra

$$\hat{U}_0 = (\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot U_s = 138,80 \text{ kV}$$

$$W_2 = 114,31 \text{ kJ}$$

Energía debida al rayo cortado por la cadena de aisladores:

$$W_3 = (2 \cdot U_f \cdot N_l \cdot U_{pl} \cdot (1 + \ln(2 \cdot U_f / U_{pl})) \cdot (U_{pl} \cdot T_r / Z)$$

U_f : Tensión de cebado frente a impulsos tipo rayo de polaridad negativa de la cadena de aisladores (se estima con fórmula según UNE-EN 60071-2)

$$U_f = 700 \cdot a_{som} = 1050 \text{ kV}$$

a_{som} : valor mínimo de la distancia de descarga en aire de la cadena de aisladores. Para la tensión que se tiene, se toma 1,5 m, según la ITC-RAT 12. Aislamiento

U_{pl} : nivel de protección a impulsos tipo rayo (según los datos $U_{pl}= 329 \text{ kV}$)

Z: impedancia de la línea (375 Ω)

T_r : duración equivalente de la corriente de un rayo. Se toma el valor de 300 μs

$$W_3=305,62 \text{ kJ}$$

La clase de descarga se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Clase} \geq \max(W_i)/U_r = 305,62/132 = 2,32 \rightarrow \text{Clase} \geq 2,32$$

La clase debe ser igual o superior a 3, y la clase que tienen los pararrayos es 4, con lo que cumple la normativa.

La línea de fuga mínima tiene que ver con el nivel de contaminación que va a tener el pararrayos en su operación normal. En este caso, como la planta se encuentra en un desierto, se va a tener un nivel de contaminación muy fuerte (IV) y, de acuerdo con la norma UNE-EN-60099-5, la línea de fuga mínima en ese caso es de 31 mm/kV. Según los datos del pararrayos, se tiene una línea de fuga de 38,6 mm/kV, que es superior a la mínima, con lo que cumple la normativa.

b. Seccionadores

En el caso de los seccionadores, se va a comprobar que cumplen la normativa sobre aislamiento mínimo para el nivel de tensión según el reglamento de AT, en su ITC-RAT-12: Aislamiento, que a su vez sigue la norma UNE-EN-60071-1 (2006): Coordinación de aislamiento.

Para 170kV, la tensión soportada a frecuencia industrial, en valor eficaz, debe ser superior a 325kV y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, debe ser superior a 750kV.

Según los datos de la Tabla 4. Datos de los seccionadores de la subestación la tensión soportada a frecuencia industrial es 375kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 860kV. En ambos casos es superior a la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa.

Asimismo, el seccionador debe poder soportar la corriente máxima que puede aparecer en régimen permanente que va a circular por él, así como la corriente de cortocircuito máxima que puede aparecer. La corriente nominal máxima que puede aparecer en esa parte de la central es de 706 A, suponiendo una sobrecarga del 20% del transformador, así como una tensión un 95% de la nominal ($I_{Nmax}=1,2 \cdot S_N / (\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_N)$)

La corriente de cortocircuito máxima que puede aparecer se ha calculado anteriormente y es de 40 kA.

Según los datos del seccionador, la corriente máxima de corta duración es de 40 kA y la corriente asignada en servicio continuo es de 1600A. Como ambas son iguales o superiores a las mínimas exigidas, cumplen con los requisitos.

c. Interruptor principal

Como se ha visto anteriormente, la máxima corriente que puede circular por la línea es de 40 kA, en caso de producirse un cortocircuito trifásico franco entre la red y la central.

El interruptor debe ser capaz de abrir el circuito ante esas circunstancias, con lo cual debe tener un poder de corte de al menos 40 kA, así como cumplir los requisitos de aislamiento.

En relación al aislamiento, para 170kV la tensión soportada a frecuencia industrial, en valor eficaz, debe ser superior a 325 kV y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, debe ser superior a 750 kV.

Según los datos de la Tabla 5. Datos del interruptor principal, la tensión soportada a frecuencia industrial es 375 kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 860 kV. En ambos casos es superior a la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa.

El interruptor debe también soportar la corriente máxima que puede aparecer en régimen permanente, así como poder abrir el sistema en caso de cortocircuito. Como se ha visto para el seccionador, la corriente nominal máxima es de 706 A y la máxima

corriente de cortocircuito es de 40 kA. Según la tabla de datos del interruptor, éste tiene un poder de corte de 40 kA, y la máxima corriente nominal soportada es de 1600 A. Ambas son iguales o superiores a las mínimas, con lo que cumple con los requisitos

d. Transformadores de tensión

Lo primero que hay que comprobar es que cumplen la normativa sobre aislamiento mínimo para el nivel de tensión según el reglamento de AT, en su ITC-RAT-12: Aislamiento, que a su vez sigue la norma UNE-EN-60071-1 (2006): Coordinación de aislamiento.

Para 170kV, la tensión soportada a frecuencia industrial, en valor eficaz, debe ser superior a 325kV y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, debe ser superior a 750kV.

Según los datos de la Tabla 8. Datos de los transformadores de tensión de AT, la tensión soportada a frecuencia industrial es 325kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 750kV. En ambos casos es la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa

e. Transformadores de intensidad

Al igual que en los transformadores de tensión hay que comprobar el aislamiento.

Según la Tabla 7. Datos de los transformadores de intensidad de AT, la tensión soportada a frecuencia industrial es 325kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 750kV. En ambos casos es la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa

Ahora hay que comprobar que los TI's de protección no saturan ante las corrientes de cortocircuito que se pueden encontrar.

Se calcula la tensión secundaria a la que el TI empieza a saturar. Gracias al factor límite de precisión (FLP) se calcula la corriente secundaria a la que aparece la saturación, en este caso 150 A (FLP = 30, $I_{Nsec} = 5$ A). La impedancia de la carga si consume la potencia de precisión se calcula como $Z_N = S_N / (I_{Nsec})^2 = 60 / 5^2 = 2,4 \Omega$. Con eso se puede calcular la tensión necesaria en el secundario para que empiece a haber saturación:

$U_{sat} = Z \cdot I_{sat} = 2,4 \cdot 150 = 360 \text{ V} \rightarrow$ Si la tensión en el secundario es superior a ese valor, el TI empieza a saturar.

La máxima corriente que puede circular por ese TI es 40 kA en el lado primario, calculado en el cortocircuito en bornes del transformador. Eso se traduce en 267 A_{sec} en el secundario ($r_t=750/5$ A).

Se puede suponer que los devanados secundarios de los circuitos de tensión e intensidad se realizan con cable de cobre de una sección de 4 mm² y una longitud de 30 metros (≈ 7 VA). También se puede suponer que los circuitos de protección están formados por un relé de protección con un consumo de 0,5 VA (relé digital).

Con lo cual la potencia que consume el conjunto sería de 7,5 VA (S_{con}).

Se puede calcular la tensión que aparece con la máxima corriente de cortocircuito y esa potencia consumida, y compararla con la tensión de saturación calculada anteriormente. En este caso:

$$Z_{con} = S_{con} / (I_{Nsec})^2 = 7,5 / 5^2 = 0,3 \Omega$$

$U_{m\acute{a}x} = I \cdot Z \rightarrow U_{m\acute{a}x} = I_{m\acute{a}x} \cdot Z_{con} = 267 \cdot 0,3 = 80,1$ V_{sec} que es menor que la tensión de saturación (364 V_{sec}), con lo que no se produce saturación en este caso.

Hay que comprobar también el TI del neutro del transformador. La corriente secundaria a la que aparece saturación en este caso es 20 A (FLP=20, $I_{Nsec}=1$ A) La impedancia de la carga si consume la potencia de precisión es $Z_N = S_N / (I_{Nsec})^2 = 10 / 1^2 = 10 \Omega$.

La tensión de saturación en el secundario es: $U_{sat} = Z \cdot I_{sat} = 10 \cdot 20 = 200$ V. Si la tensión en el secundario es superior a ese valor, el TI empezará a saturar

Al igual que en el caso anterior, se puede suponer que la potencia que consume sería de 7,5 VA. Esa potencia se traduce en una impedancia de 7,5Ω.

En este caso no se puede calcular la máxima corriente que puede circular por el neutro del transformador, porque se desconocen algunos valores de la red necesarios para realizar dicho cálculo. Sin embargo sí se puede indicar la máxima corriente que puede circular por dicho neutro sin que se produzca saturación suponiendo que el relé consume esos 7,5 VA.

$$I_{max} = U_{sat} / Z = 200 / 7,5 = 26,67 \text{ A}_{sec}$$

Eso quiere decir que pueden circular hasta $26,67 \cdot 700 = 18,67$ kA_{prim} en el neutro del transformador sin que el TI sature.

f. Transformador principal

Se comprueba que cumple la normativa de aislamiento. Según la “Tabla 7. Datos de los transformadores de intensidad de AT”, la tensión soportada a frecuencia industrial es 325kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 750kV. En ambos casos es la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa

Según la norma UNE-60076-5, los transformadores de potencia que tengan más de 100 MVA de potencia asignada deben tener al menos una impedancia de cortocircuito de 12,5%. En este caso el transformador tiene 13,01, con lo que cumple la normativa.

Hay que comprobar que la potencia asignada coincide con la potencia del generador, que en este caso es 164,11 MVA. Como la potencia del transformador es 164 MVA, es adecuado.

Nivel 15,75 kV

a. Pararrayos del generador

Hay dos pararrayos, uno en cada extremo de la cabina del interruptor del generador

Como la red en este caso no tiene eliminación automática de defectos a tierra, según la norma “UNE-EN-60099-5 (2013): Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización”, la tensión de servicio es la tensión más elevada de la red multiplicada por un factor de seguridad de 1.05 para tener en cuenta posibles incrementos de valor de cresta debido a presencia de armónicos.

Tensión servicio continuo (U_c): $U_c = 1,05 \cdot U_s = 19,85 \text{ kV}$; $U_s = 18,9 \text{ kV}$

Asimismo al no tener eliminación automática de defectos a tierra, este criterio de selección suele ser el más exigente a la hora de seleccionar el pararrayos.

El valor del factor k vuelve a ser 1,3

En el caso de pérdidas de carga, la sobretensión sigue la siguiente ecuación:
 $U_t = 1,20 \cdot U_s / \sqrt{3}$

Por defecto a tierra (0,5s): $U_t = k \cdot U_s / \sqrt{3}$; $\rightarrow U_t = 14,19 \text{ kV}$

Por pérdida de carga (60s): $U_t = 1,20 \cdot U_s / \sqrt{3}$; $\rightarrow U_t = 13,09 \text{ kV}$

Se calculan ambas U_{eq} , y se selecciona la más elevada:

$$U_{eq1} = 127,59 \cdot (0,5/10)^{0,02} = 13,36 \text{ kV}$$

$$U_{eq2} = 117,78 \cdot (60/10)^{0,02} = 13,57 \text{ kV}$$

$$U_r = 1,075 \cdot 122,08 = 14,59 \text{ kV}$$

Los datos del pararrayos instalado son: $U_c = 21 \text{ kV}$ y $U_r = 15,75 \text{ kV}$ (Tabla 14. Datos de los pararrayos del generador), que en ambos casos son superiores a las mínimas calculadas, con lo que cumple la normativa.

Cálculo de la clase de descarga

Energía debida a la conexión y reenganche de líneas:

$$W_1 = 2 \cdot U_{ps} \cdot (U_{et} - U_{ps}) \cdot T_w / Z$$

U_{ps} : nivel de protección a impulso tipo maniobra del pararrayos (sin datos fabricante $U_{ps} \approx 2 \cdot U_r$) $\rightarrow U_{ps} = 2 \cdot 15,75 = 31,5 \text{ kV}$

U_{et} : Amplitud de la sobretensión evaluada

$$U_{et} = (1,25 \cdot U_{e2} - 0,25) \cdot (\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot U_s \rightarrow U_{et} = (1,25 \cdot 2,5 - 0,25) \cdot (\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot 18,9 = 44,37 \text{ kV}$$

U_{e2} : Valores de sobretensiones transitorias con una probabilidad de ser superada del 2%. (Se suele tomar el valor 2,5 p.u.)

T_w : tiempo de propagación de la sobretensión a lo largo de la línea. Se calcula como el cociente entre la longitud de la línea (en este caso 4,5 km) y la velocidad de propagación, que se toma como la velocidad de la luz (300 m/ μs)

$$T_w = 4,5 / 0,3 = 15 \mu\text{s}$$

Z : módulo de la impedancia de la línea. En este caso 375 Ω

$$W_1 = 2 \cdot U_{ps} \cdot (U_{et} - U_{ps}) \cdot T_w / Z \rightarrow W = 0,032 \text{ kJ}$$

Energía debida a la descarga del cable:

$$W_2 = (1/2) \cdot C \cdot ((3\hat{U}_0)^2 - (\sqrt{2} \cdot U_r)^2)$$

C : capacidad del cable. $C = 1,65 \mu\text{F}$

\hat{U}_0 : valor de cresta de la tensión de servicio entre fase y tierra

$$\hat{U}_0 = (\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot U_s = 15,43 \text{ kV}$$

$$W_2 = 1,36 \text{ kJ}$$

Energía debida al rayo cortado por la cadena de aisladores:

$$W_3 = (2 \cdot U_f \cdot N_l \cdot U_{pl} \cdot (1 + \ln(2 \cdot U_f / U_{pl})) \cdot (U_{pl} \cdot T_r / Z)$$

U_f : Tensión de cebado frente a impulsos tipo rayo de polaridad negativa de la cadena de aisladores (se estima con fórmula según UNE-EN 60071-2)

$$U_f = 700 \cdot a_{som} = 105 \text{ kV}$$

a_{som} : valor mínimo de la distancia de descarga en aire de la cadena de aisladores. Para la tensión que se tiene, se toma 0,15 m, según la ITC-RAT 12. Aislamiento

U_{pl} : nivel de protección a impulsos tipo rayo (según los datos $U_{pl} = 66,4 \text{ kV}$)

Z : impedancia de la línea (375Ω)

T_r : duración equivalente de la corriente de un rayo. Se toma el valor de $300 \mu\text{s}$

$$W_3 = 3,57 \text{ kJ}$$

La clase de descarga se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Clase} \geq \max(W_i) / U_f = 3,57 / 15,75 = 0,23 \rightarrow \text{Clase} \geq 0,23$$

La clase debe ser igual o superior a 1, y la clase que tienen los pararrayos es 4, con lo que cumple la normativa.

En este caso el pararrayos es de envolvente de silicona, y no aplica el cálculo de la línea de fuga

b. Seccionadores

En el caso de los seccionadores, se va a comprobar que cumplen la normativa sobre aislamiento mínimo para el nivel de tensión según el reglamento de AT, en su ITC-RAT-12: Aislamiento, que a su vez sigue la norma UNE-EN-60071-1 (2006): Coordinación de aislamiento.

Según dicha legislación, para 17,5 kV, la tensión soportada a frecuencia industrial, en valor eficaz, debe ser superior a 38 kV y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, debe ser superior a 95 kV.

Según los datos de la "Tabla 11. Datos de los seccionadores de generación" la tensión soportada a frecuencia industrial es 80 kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 150 kV. En ambos casos es superior a la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa.

Asimismo, el seccionador debe poder soportar la corriente máxima que puede aparecer en régimen permanente que puede circular por él (con un 20% sobrecarga y 95% tensión nominal), así como la corriente de cortocircuito máxima que puede aparecer. La corriente nominal máxima en esa parte de la central es de 7594 A ($I_N = 1,2 \cdot S_N / (0,95 \cdot U_N \cdot \sqrt{3})$)

La corriente de cortocircuito máxima que puede aparecer se ha calculado anteriormente en el segundo cortocircuito calculado y es de 54 kA (aunque será un poco mayor, si se tiene en cuenta la posible aportación de los generadores de servicios auxiliares)

Según los datos del seccionador, la corriente máxima de corta duración es de 80 kA y la corriente asignada en servicio continuo es de 9070 A. Como ambas son superiores a las mínimas exigidas, cumplen con los requisitos.

c. Interruptor del generador

De acuerdo con los cortocircuitos calculados, la máxima corriente que puede circular por el interruptor es de 54 kA, en caso de producirse un cortocircuito trifásico franco bornas del generador.

El interruptor debe ser capaz de abrir el circuito ante esas circunstancias, con lo cual debe tener un poder de corte de al menos 54 kA, así como cumplir los requisitos de aislamiento.

En relación al aislamiento, para 15,75 kV la tensión soportada a frecuencia industrial, en valor eficaz, debe ser superior a 38 kV y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, debe ser superior a 95 kV.

Según los datos de la "Tabla 10. Datos del interruptor del generador", la tensión soportada a frecuencia industrial es 60 kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 125 kV. En ambos casos es superior a la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa.

El interruptor debe también soportar la corriente máxima que puede aparecer en régimen permanente, así como poder abrir el sistema en caso de cortocircuito. Como se ha visto para el seccionador, la corriente nominal máxima es de 7594 A y la máxima corriente de cortocircuito es de 54 kA. Según la tabla de datos del interruptor, éste tiene un poder de corte de 80 kA, y la máxima corriente nominal soportada es de 9070 A. Ambas son superiores a las mínimas, con lo que cumple con los requisitos

d. Transformadores de servicios auxiliares

La valoración de este transformador se limita al nivel de aislamiento, ya que no se conocen los consumos de servicios auxiliares

Según la normativa de aislamiento, para 17,5 kV la tensión soportada a frecuencia industrial, en valor eficaz, debe ser superior a 38 kV y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, debe ser superior a 95 kV

Según los datos de la “Tabla 15. Datos de los transformadores de servicios auxiliares”, la tensión soportada a frecuencia industrial es 38 kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 95 kV. En ambos casos es la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa

e. Transformadores de tensión

Lo primero que hay que comprobar es que cumplen la normativa sobre aislamiento mínimo para el nivel de tensión según el reglamento de AT, en su ITC-RAT-12: Aislamiento, que a su vez sigue la norma UNE-EN-60071-1 (2006): Coordinación de aislamiento.

Para 17,5 kV, la tensión soportada a frecuencia industrial, en valor eficaz, debe ser superior a 38 kV y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, debe ser superior a 95 kV.

Según los datos de la “Tabla 13. Datos transformadores de tensión MT”, la tensión soportada a frecuencia industrial es 60 kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 125 kV. En ambos casos es superior a la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa

f. Transformadores de intensidad

Al igual que en los transformadores de tensión hay que comprobar el aislamiento.

Según la Tabla 12. Datos de los transformadores de intensidad MT, la tensión soportada a frecuencia industrial es 60 kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 125 kV. En ambos casos es la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa

Ahora hay que comprobar que los TI's de protección no saturan ante las corrientes de cortocircuito que se pueden encontrar.

▪ CT-BAG-20510-001,002

Se calcula la tensión secundaria a la que el TI empieza a saturar. Gracias al factor límite de precisión (FLP) se calcula la corriente secundaria a la que aparece la saturación, en este caso 20 A (FLP=20, $I_{Nsec}=1$ A). La impedancia de la carga si consume la potencia de precisión se calcula como $Z_N = S_N / (I_{Nsec})^2 = 20/1^2 = 20 \Omega$. A partir de ese valor se puede calcular la tensión necesaria en el secundario para que empiece a haber saturación:

$V_{sat} = Z \cdot I_{sat} = 20 \cdot 20 = 400 \text{ V} \rightarrow$ Si la tensión en el secundario es superior a ese valor, el TI empieza a saturar.

La máxima corriente que puede circular por ese TI es 55 kA en el lado primario, calculado en el cortocircuito en bornes del generador. Eso se traduce en 7,9 A_{sec} en el secundario ($r_t=7000/1$ A). Se puede calcular la tensión que hay en caso de darse la corriente máxima con la potencia que consume el relé en operación normal

Se puede suponer que los devanados secundarios de los circuitos de tensión e intensidad se realizan con cable de cobre de una sección de 4 mm² y una longitud de 30 metros (≈ 7 VA). También se puede suponer que los circuitos de protección están formados por un relé de protección con un consumo de 0,5 VA (relé digital).

Con lo cual la potencia que consume sería de 7,5 VA (S_{con}).

Se puede calcular la tensión que aparece con la máxima corriente de cortocircuito y esa potencia consumida, y compararla con la tensión de saturación calculada anteriormente. En este caso:

$$Z_{con} = S_{con} / (I_{Nsec})^2 = 7,5/1^2 = 7,5 \Omega$$

$U_{m\acute{a}x} = I \cdot Z \rightarrow U_{m\acute{a}x} = I_{m\acute{a}x} \cdot Z_{con} = 7,9 \cdot 7,5 = 59 \text{ V}_{sec}$ que es menor que la tensión de saturación (400 V_{sec}), con lo que no se produciría saturación en este caso.

Hay secundarios con distinta potencia de precisión:

FLP=20; S=30VA; $r_t=7000/1$ A

$I_{sat}=20$ A (FLP=20, $I_{Nsec}=1$ A)

$$Z_N = S_N / (I_{Nsec})^2 = 30/1^2 = 30 \Omega$$

$$U_{sat} = Z \cdot I_{sat} = 30 \cdot 20 = 400 \text{ V}$$

La U_{max} es igual que en el caso anterior, ya que la corriente máxima secundaria es la misma, así como la potencia estimada

$$U_{m\acute{a}x} = 59 \text{ V}_{sec}$$

En este caso U_{max} vuelve a ser menor que U_{sat} con lo que no aparece saturación

- CT-BBT-16110-001, CT-BBT-16120-001

$$FLP= 40; S= 20VA; r_t= 1250/1 \text{ A}$$

$$I_{sat}= 40 \text{ A (FLP= 40, } I_{Nsec}= 1 \text{ A)}$$

$$Z_N= S_N/(I_{Nsec})^2= 20/1^2= 20 \Omega$$

$$U_{sat}= Z \cdot I_{sat} = 40 \cdot 20 = 800 \text{ V}$$

En este caso no se conoce la corriente de cortocircuito máxima que aparece, con lo que se va a calcular la corriente para la que aparecería saturación

$$S_{con}= 7,5 \text{ VA}$$

$$Z_{con}= S_{con}/(I_{Nsec})^2= 7,5/1^2= 7,5 \Omega$$

$U_{sat}= I_{cc} \cdot Z_{con} \rightarrow I_{cc}= 107 \text{ A}_{sec}$, que en valores primarios es $107 \cdot (1250/1)= 133 \text{ kA}$, con lo que para cualquier valor de corriente inferior, no aparecería saturación

Hay secundarios con distinta potencia de precisión:

$$FLP= 30; S= 20VA; r_t= 1250/1 \text{ A}$$

$$I_{sat}=30 \text{ A (FLP=30, } I_{Nsec}=1 \text{ A)}$$

$$Z_N=S_N/(I_{Nsec})^2=20/1^2=20 \Omega$$

$$U_{sat}= Z \cdot I_{sat} = 30 \cdot 20 = 600 \text{ V}$$

En este caso no se conoce la corriente de cortocircuito máxima que aparece, con lo que se va a calcular la corriente a la que aparecería saturación

$$S_{con}=7,5 \text{ VA}$$

$$Z_{con}=S_{con}/(I_{Nsec})^2=7,5/1^2=7,5 \Omega$$

$U_{sat}= I_{cc} \cdot Z_{con} \rightarrow I_{cc}= 80 \text{ A}_{sec}$, que en valores primarios es $80 \cdot (1250/1)= 100 \text{ kA}$, con lo que para cualquier valor de corriente inferior, no aparecería saturación

▪ CT-BBT-16110-002, CT-BBT-16120-002

FLP= 10; S= 5VA; $r_t = 300/1$ A

Hay que comprobar también el TI del neutro del transformador auxiliar. La corriente secundaria a la que aparece saturación en este caso es 10 A (FLP= 10, $I_{Nsec} = 1$ A). Mientras que la impedancia de la carga si consume la potencia de precisión es: $Z_N = S_N / (I_{Nsec})^2 = 5/1^2 = 5 \Omega$.

La tensión de saturación en el secundario es: $U_{sat} = Z \cdot I_{sat} = 5 \cdot 10 = 50$ V. Si la tensión en el secundario es superior a ese valor, el TI empezará a saturar

Al igual que en el caso anterior, se puede suponer que la potencia que consume sería de 7,5 VA. Esa potencia se traduce en una impedancia de $7,5 \Omega$.

En este caso no se puede calcular la máxima corriente que puede circular por el neutro del transformador, porque se desconocen algunos valores de la red necesarios para realizar dicho cálculo. Sin embargo sí se puede indicar la máxima corriente que puede circular por dicho neutro sin que se produzca saturación suponiendo que el relé consume esos 7,5 VA.

$$I_{max} = U_{sat} / Z = 50 / 7,5 = 6,67 \text{ A}_{sec}$$

Eso quiere decir que pueden circular hasta $6,67 \cdot (300/1) = 2 \text{ kA}_{prim}$ en el neutro del transformador auxiliar sin que el TI sature.

Nivel 6,6 kV

Transformadores de intensidad

Lo primero que hay que comprobar es que cumplen la normativa sobre aislamiento mínimo para el nivel de tensión según el reglamento de AT, en su ITC-RAT-12: Aislamiento, que a su vez sigue la norma UNE-EN-60071-1 (2006): Coordinación de aislamiento.

Para 7,2 kV, la tensión soportada a frecuencia industrial, en valor eficaz, debe ser superior a 20 kV y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, debe ser superior a 60 kV.

Según los datos de la “Tabla 17. Datos de los transformadores de intensidad BT”, la tensión soportada a frecuencia industrial es 20 kV, en valor eficaz, y la tensión soportada para impulsos tipo rayo, en valor de cresta, es de 60 kV. En ambos casos es igual a la mínima exigida por la normativa, por lo que cumple dicha normativa

Ahora hay que comprobar que los TI's no saturan ante las corrientes de cortocircuito que se pueden encontrar, ya que aunque se trata de un TI de medida, se está utilizando como un TI de protección.

$$f_s = 5; \text{ CI } 1; S = 30\text{VA}; r_t = 3000/5 \text{ A}$$

Se calcula la tensión secundaria a la que el TI empieza a saturar. En este caso el TI es de medida, de clase 1, factor de seguridad de 5 y potencia de precisión 30 VA. Con esos datos la corriente de saturación cuando consume la potencia de precisión se puede calcular como:

$$f_s = I_{\text{sat}}/I_N \rightarrow I_{\text{sat}} = 25 \text{ A}_{\text{sec}}$$

La impedancia de la carga si consume la potencia de precisión se calcula como $Z_N = S_N/(I_{N\text{sec}})^2 = 30/5^2 = 1,2 \Omega$. A partir de ese valor se puede calcular la tensión necesaria en el secundario para que empiece a haber saturación:

$$U_{\text{sat}} = Z \cdot I_{\text{sat}} = 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ V} \rightarrow \text{Si la tensión en el secundario es superior a ese valor, el TI empieza a saturar.}$$

La máxima corriente que puede circular por ese TI es 21 kA en el lado primario, calculado en el cortocircuito en bornes de BT del transformador de servicios auxiliares. Eso se traduce en $35 \text{ A}_{\text{sec}}$ en el secundario ($r_t = 3000/5 \text{ A}$). Se puede calcular la tensión que hay en caso de darse la corriente máxima con la potencia que consume el relé en operación normal. Al igual que en el caso anterior, se puede suponer que la potencia que consume en funcionamiento normal sería de 7,5 VA. Esa potencia se traduce en una impedancia de:

$$Z_{\text{con}} = S_{\text{con}}/(I_{N\text{sec}})^2 = 7,5/5^2 = 0,3 \Omega.$$

$U_{\text{máx}} = I_{\text{máx}} \cdot Z_{\text{con}} = 35 \cdot 0,3 = 10,5 \text{ V}_{\text{sec}}$ que es menor que la tensión de saturación ($36 \text{ V}_{\text{sec}}$), con lo que no se produciría saturación en este caso.

CAPÍTULO 4: RESULTADOS

1. Ajustes calculados

A continuación se van a poner las tablas de ajustes de cada función.

A. Generador

El generador tiene dos relés redundantes de protección, modelo SIEMENS 7UM621.

Lo primero que se debe introducir en el relé son los datos necesarios de la planta que necesita, como son la relación de transformación de los TI's, y TT's, tensión nominal, potencia nominal generador, frecuencia, etc.

SIEMENS 7UM621

Ajustes planta				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
IN-PRI TI LADO1	1 .. 100000 A	7000 A	500 A	Intensidad nominal primaria TI Lado 1
IN-SEC TI LADO1	1A 5A	1 A	1 A	Intensidad nominal secundaria TI Lado 1
IN-PRI TI LADO2	1 .. 100000 A	7000 A	500 A	Intensidad nominal primaria TI Lado 2
IN-SEC TI LADO2	1A 5A	1 A	1 A	Intensidad nominal secundaria TI Lado 2
UnPRIMARIA	0.10 .. 400.00 kV	15.75 kV	6.30 kV	Tensión nom. primaria del transformador
UnSECUNDAR	100 .. 125 V	115 V	100 V	Tensión nom. secundar. del transformador
UN GEN/MOTOR	0.40 .. 800.00 kV	15.75 kV	6.30 kV	Tensión nominal
SN GEN/MOTOR	0.20 .. 5000.00 MVA	164.11 MVA	5.27 MVA	Potencia aparente nominal
FRECUENCIA NOM.	50 Hz 60 Hz	50 Hz	50 Hz	Frecuencia nominal de red
SECUENCIA FASES	L1 L2 L3 L1 L3 L2	L1 L2 L3	L1 L2 L3	Secuencia de fases
UNIDAD TEMP.	Grados Celsius Grad.Fahrenheit	Grados Celsius	Grados Celsius	Unidad de temperatura

Tabla 23. Ajustes planta relé 7UM621

Función 21: mínima impedancia				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. IMPEDANC.	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de Impedancia
IMP I>	0.10 .. 20.00 A	1.16 A	1.35 A	Valor reacción de arranque sobreintens.
U<-SOSTEN.	Activar Desactivar	Activar	Desactivar	Sostenimiento por subtensión
U<	10.0 .. 125.0 V	92 V	80.0 V	Tensión de arranque sostenim. Subtensión
T-SOSTEN.	0.10 .. 60.00 s	4.50 s	4.00 s	Tiempo de sostenimiento por subtensión
ZONA Z1	0.05 .. 130.00 Ω	9.05 Ω	2.90 Ω	Impedancia Zona Z1
ZONA1 T1	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.90 s	0.10 s	Tiempo de disparo Zona Z1
ZONA Z1B	0.05 .. 65.00 Ω	12.07 Ω	4.95 Ω	Impedancia escalón de extensión Z1B
T-Z1B	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.90 s	0.10 s	Tiempo de disparo escalón extensión Z1B
ZONA Z2	0.05 .. 65.00 Ω	10.06 Ω	4.15 Ω	Impedancia Zona Z2
ZONA2 T2	0.00 .. 60.00 s; ∞	1.50 s	0.50 s	Tiempo de disparo Zona Z2
T-FINAL	0.00 .. 60.00 s; ∞	3.50 s	3.00 s	Tiempo de disparo del escalón final
DETECC.PENDULEO	Activar Desactivar	Desactivar	Desactivar	Detección de penduleo

Tabla 24. Ajustes función 21

Función 24: sobreexcitación				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. SOBREEXC.	Desactivar Activar Blok.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de Sobreexcitación
U/f >	1.00 .. 1.20	1.10	1.20	Umbral de arranque U/f>
T U/f>	0.00 .. 60.00 s; ∞	10.00 s	10.00 s	Temporización del escalón de alarma
U/f >>	1.00 .. 1.40	1.40	1.40	Umbral de arranque U/f>>
T U/f >>	0.00 .. 60.00 s; ∞	3.00 s	1.00 s	Temporización T U/f>>
t (U/f=1.05)	0 .. 20000 s	1300 s	20000 s	Temporización con U/f=1.05
t (U/f=1.10)	0 .. 20000 s	640 s	6000 s	Temporización con U/f=1.10
t (U/f=1.15)	0 .. 20000 s	270 s	240 s	Temporización con U/f=1.15
t (U/f=1.20)	0 .. 20000 s	125 s	60 s	Temporización con U/f=1.20
t (U/f=1.25)	0 .. 20000 s	52 s	30 s	Temporización con U/f=1.25
t (U/f=1.30)	0 .. 20000 s	24 s	19 s	Temporización con U/f=1.30
t (U/f=1.35)	0 .. 20000 s	11 s	13 s	Temporización con U/f=1.35
t (U/f=1.40)	0 .. 20000 s	5 s	10 s	Temporización con U/f=1.40
T enfriam.	0 .. 20000 s	3600 s	3600 s	Tiempo enfriamiento del modelo térmico

Tabla 25. Ajustes función 24

Función 27: mínima tensión				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
SUBTENSION	Desactivar Activar Blok.relé disp.	Activar	Desactivar	Subtensión
U<	10.0 .. 125.0 V	80,5 V	75.0 V	Tensión de arranque U<
T U<	0.00 .. 60.00 s; ∞	4.00 s	3.00 s	Temporización T U<
U<<	10.0 .. 125.0 V	34,50 V	65.0 V	Tensión de arranque U<<
TU<<	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.50 s	0.50 s	Temporización T U<<

Tabla 26. Ajustes función 27

Función 32: retorno de energía				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
INVERS.POTENCIA	Desactivar Activar Blok.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de inversión de potencia
Pinv>	-30.00 .. -0.50 %	-0,50 %	-1.93 %	Umbral arranque inversión de potencia
T s.VALV.	0.00 .. 60.00 s; ∞	10.00 s	10.00 s	Temporización sin válvula de cierre
T c.VALV.	0.00 .. 60.00 s; ∞	1.00 s	1.00 s	Temporización con válvula de cierre
T-SOSTEN.	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.50 s	0.00 s	Tiempo de sostenimiento de arranque

Tabla 27. Ajustes función 32

Función 40: subexcitación				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. SUBEXCIT.	Desactivar Activar Blok.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de Subexcitación
1/xd CARACT. 1	0.20 .. 3.00	0.47	0.41	Umbral de arranque 1/xd Característica 1
ANGULO 1	50 .. 120 °	60 °	80 °	Inclinación de la Característica 1
T CAR. 1	0.00 .. 60.00 s; ∞	10.00 s	10.00 s	Temporización Característica 1
1/xd CARACT. 2	0.20 .. 3.00	0,40	0.36	Umbral de arranque 1/xd Característica 2
ANGULO 2	50 .. 120 °	90 °	90 °	Inclinación de la Característica 2
T CAR. 2	0.00 .. 60.00 s; ∞	10.00 s	10.00 s	Temporización Característica 2
1/xd CARACT. 3	0.20 .. 3.00	1	1.10	Umbral de arranque 1/xd Característica 3
ANGULO 3	50 .. 120 °	110 °	90 °	Inclinación de la Característica 3
T CAR. 3	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.50 s	0.30 s	Temporización Característica 3
T RAP. U<	0.00 .. 60.00 s; ∞	1.50 s	0.50 s	Temporización escalón rápido
COMPROB.EXCIT.	Activar Desactivar	Activar	Desactivar	Comprobación de la tensión de excitación
U EXC <	0.50 .. 8.00 V	3.00 V	2.00 V	Valor de reacción tensión de excitación
U mín	10.0 .. 125.0 V	28.8 V	25.0 V	Valor reacción de bloqueo por subtensión

Tabla 28. Ajustes función 40

Función 46: carga desequilibrada				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT.CARG.DESEQ	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Prot. de cargas desequilibradas
I2 ADMISIBLE	3.0 .. 30.0 %	6.9%	10.6 %	Carga desequilibrada permanente admis.
T ALARMA	0.00 .. 60.00 s; ∞	3.00 s	20.00 s	Temporización del escalón de alarma
FACTOR K	1.0 .. 100.0 s; ∞	8 s	18.7 s	Factor de asimetría K
T ENFRIAMIENTO	0 .. 50000 s	1250 s	1650 s	Tiempo enfriamiento del modelo térmico
I2>>	10 .. 200 %	56%	60%	Intensidad de arranque I2>>
T I2>>	0.00 .. 60.00 s; ∞	3.00 s	3.00 s	Temporización T I2>>

Tabla 29. Ajustes función 46

Función 50BF: fallo interruptor				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. FALLO INT	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de fallo del interruptor
DISP. INTERNO	Desactivar SB12 CFC	SB12	Desactivar	Inicio interno prot. Fallo interr. FIP
FIP I>	0.04 .. 2.00 A	0.22 A	0.20 A	Valor reacción de intensidad
Tdisp.F.FalloIP	0.06 .. 60.00 s; ∞	0.30 s	0.25 s	Tiempo disp. prot. fallo interruptor

Tabla 30. Ajustes función 50BF

Función 50/27: energización accidental				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT.ENERG.ACC.	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de energización accidental
ESCALON I	0.1 .. 20.0 A; ∞	0.3 A	0.3 A	Intensidad de arranque
AUTORIZ. U1<	10.0 .. 125.0 V; 0	57.5 V	50.0 V	Umbral de autorización U1<
TEMPORIZ. T U1<	0.00 .. 60.00 s; ∞		5.00 s	Temporización de arranque T U1<
REPOSIC. T U1<	0.00 .. 60.00 s; ∞		1.00 s	Temporización de reposición TU1<

Tabla 31. Ajustes función 50/27

Función 59: sobretensión				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
SOBRETENSIÓN	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Sobretensión
U>	30.0 .. 170.0 V	126.5 V	115.0 V	Tensión de arranque U>
T U>	0.00 .. 60.00 s; ∞	2.00 s	3.00 s	Temporización T U>
U>>	30.0 .. 170.0 V	149.5 V	130.0 V	Tensión de arranque U>>
TU>>	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.50 s	0.50 s	Temporización T U>>
VALOR	U-FF U-FE	U-FF	U-FF	Magnitud de med. para prot. Sobretensión

Tabla 32. Ajustes función 59

Función 59N: sobretensión de neutro				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PRO.F/T ESTATOR	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Prot. de faltas a tierra del estator
FALTAS A TIERRA	no dir. crit. U0&I0 no disponible no direcc. crit. U0 direccional	no direcc. crit. U0	no dir. crit. U0&I0	Configuración de la protección de faltas a tierra del estator
U0 >	2.0 .. 125.0 V	11.5 V	10.0 V	Tensión de arranque U0>
T-EST	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.40 s	0.30 s	Retraso en el disparo

Tabla 33. Ajustes función 59N

Función 64G: 100% faltas a tierra del estator				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. 100% EFT	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Prot. 100% Estator Faltas/tierra (20 Hz)
R< EFT ALARMA	20 .. 700 Ω	290.25 Ω	100 Ω	Valor reacción escalón alarma EFT 100%
R<< EFT DISP	20 .. 700 Ω	96.75 Ω	20 Ω	Valor reacción escalón disparo EFT 100%
T EFT ALARMA	0.00 .. 60.00 s; ∞	10.00 s	10.00 s	Temporización escalón alarma EFT 100%
T EFT	0.00 .. 60.00 s; ∞	1.00 s	1.00 s	Temporización escalón disparo EFT 100%
EFT I>>	0.02 .. 1.50 A	0.57 A	0.40 A	Mínima corriente para el disparo EFT 100%

Tabla 34. Ajustes función 64G

Función 78: pérdida de sincronismo				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PR.PERDIDA SINC	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección Pérdida de sincronismo
I1> AUTORIZ.	20.0 .. 400.0 %	111.7 %	120.0 %	Valor reacc. Autorización medición I1>
I2< AUTORIZ.	5.0 .. 100.0 %	17.2 %	20.0 %	Valor reacc. Autorización medición I2<
Za	0.20 .. 130.00 Ω	6.40 Ω	4.50 Ω	Resistencia Za del polígono (ancho)
Zb	0.10 .. 130.00 Ω	15.14 Ω	12.00 Ω	Reactancia Zb del polígono (hacia atrás)
Zc	0.10 .. 130.00 Ω	7.04 Ω	3.60 Ω	Reactanc. Zc políg. (hacia atrás car.1)
Zd - Zc	0.00 .. 130.00 Ω	3.67 Ω	6.40 Ω	Diferencia de reactancias Car.2 - Car.1
PHI POLIGONO	60.0 .. 90.0 °	90.0°	90.0 °	Angulo de inclinación del polígono
REP. CAR. 1	1 .. 10	1	1	Número de penduleos por Característica 1
REP. CAR. 2	1 .. 20	4	4	Número de penduleos por Característica 2
T SOSTEN.	0.20 .. 60.00 s	20.00 s	20.00 s	Tiempo retención Caract.1 y Caract. 2
T AVISO	0.02 .. 0.15 s	0.05 s	0.05 s	T. retención del aviso PPS Car.1 y Car.2

Tabla 35. Ajustes función 78

Función 81: variación de frecuencia				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT.FRECUENCIA	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de frecuencia
Escalón f1	40.00 .. 66.00 Hz	47.50 Hz	48.00 Hz	Valor de ajuste escalón f1
T f1	0.00 .. 600.00 s	1.00 s	1.00 s	Temporización del escalón T f1
Escalón f2	40.00 .. 66.00 Hz	47.00 Hz	47.00 Hz	Valor de ajuste escalón f2
T f2	0.00 .. 100.00 s	6.00 s	6.00 s	Temporización del escalón T f2
Escalón f3	40.00 .. 66.00 Hz	49.50 Hz	49.50 Hz	Valor de ajuste escalón f3
T f3	0.00 .. 100.00 s	10.00 s	20.00 s	Temporización del escalón T f3
Escalón f4	40.00 .. 66.00 Hz	52.50 Hz	52.00 Hz	Valor de ajuste escalón f4
T f4	0.00 .. 100.00 s	10 s	10.00 s	Temporización del escalón T f4
VALOR UMBRAL F4	Automático f> f<	Automático	Automático	Tratamiento del Umbral Escalón f4
U mín	10.0 .. 125.0 V; 0	74.8 V	65.0 V	Mínima Tensión

Tabla 36. Ajustes función 81

Función 87G: diferencial de generador				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. DIF.	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección diferencial
ELEV.VAL.ARRAQ.	Desactivar Activar	Activar	Desactivar	Elevación de valor por arranque
INRUSH 2.ARMON.	Activar Desactivar	Desactivar	Activar	Estabilización Inrush con 2º Armónico
ESTAB. n.ARMON.	Desactivar 3º. Armónico	Desactivar	Desactivar	Estabilización con n°. armónico
I-DIF>	0.05 .. 2.00 I/InO	0.16 I/InO	0.20 I/InO	Valor reacción escalón de disparo IDIF>
T I-DIFF>	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.00 s	0.00 s	Temporización escalón de disparo IDIF>
I-DIF>>	0.5 .. 12.0 I/InO; ∞	4.5 I/InO	7.5 I/InO	Valor reacción escaló de disparo IDIF>>
T I-DIFF>>	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.00 s	0.00 s	Temporización escalón de disparo IDIF>>
PENDIENTE 1	0.10 .. 0.50	0.15	0.25	Pendiente 1 de característica de disparo
PUNTO BASE 1	0.00 .. 2.00 I/InO	0.00 I/InO	0.00 I/InO	Punto base 1 pendiente característica de disparo
PENDIENTE 2	0.25 .. 0.95	0.50	0.50	Pendiente 2 de característica de disparo
PUNTO BASE 2	0.00 .. 10.00 I/InO	2.50 I/InO	2.50 I/InO	Pto. base pendiente 2 característ. disp.
STAB. ARRANQUE	0.00 .. 2.00 I/InO	0.10 I/InO	0.10 I/InO	Pto. reacc. IESTAB para reconocer arranque
FACTOR ARRANQ	1.0 .. 2.0	2.0	1.0	Elevación valor de reacción para arranque
T.máx.ARRANQUE	0.0 .. 180.0 s	5.0 s	5.0 s	Tiempo máximo de arranque
ERR.EX-ESTAB.	2.00 .. 15.00 I/InO	4.00 I/InO	4.00 I/InO	Valor I ESTAB estabilización de estado
T ERR.EX-ESTAB	2 .. 250 ciclos; ∞	15 ciclos	15 ciclos	Duración estabilización adic. Error ext.
BL.CR. FALTA EX	2 .. 1000 ciclos; 0; ∞	15 ciclos	15 ciclos	Duración para Bloq. Cross Falta ext.

Tabla 37. Ajustes función 87G

B. Línea

Para la protección de la línea se tienen tres relés. El primero es un modelo SEL 311L, y tiene la función diferencial de línea. El segundo es un modelo ABB REL 650 y consta de las funciones de distancia y sobrecorriente de neutro. Por último, se tiene un relé modelo ABB REU 615 con las funciones de sincronismo y mínima tensión.

REU 615

El relé necesita que se le aporten los datos generales de la planta, para que pueda realizar los cálculos de los valores base sobre los que se referencian los ajustes.

Ajustes planta				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
VTprim1	0.05 - 2000.00 kV	161.00 kV	400.00 kV	Tensión nominal primaria TI Lado 1
VTsec1	0.001 - 999.999 V	115 V	110 V	Tensión nominal secundaria TI Lado 1
VTprim2	0.05 - 2000.00 kV	161.00 kV	400.00 kV	Tensión nominal primaria TI Lado 2
VTsec2	0.001 - 999.999 V	115 V	110 V	Tensión nominal secundaria TI Lado 2
UN	0.10 .. 400.00 kV	161.00 kV	6.30 kV	Tensión nom.
SN	0.20 .. 5000.00 MVA	164.11	5.27 MVA	Potencia aparente nominal
FACT. POTENCIA	0.00 - 1.00	0.85	0.8	Factor de potencia
FRECUENCIA NOM.	50 Hz 60 Hz	50 Hz	50 Hz	Frecuencia nominal de red
SECUENCIA FASES	L1 L2 L3 L1 L3 L2	L1 L2 L3	L1 L2 L3	Secuencia de fases
UNIDAD TEMP.	Grados Celsius	Grados	Grados	Unidad de temperatura

Tabla 38. Ajustes planta relé REU 615

Función 25: sincronismo				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	On Off	On	Off	Operación On/Off
UHighSynch	50.0 - 120.0 %Ub	50.0 %	80.0 %Ub	Límite máximo de tensión
UDiffSynch	0.02 - 0.50 p.u.	0.10 p.u.	0.10 p.u.	Límite de protección no restringido
FreqDiff	0.050 - 0.500	0.100 Hz	0.200 Hz	Límite máximo de diferencia de frecuencia para
tBreaker	0.000 - 60,000 s	0.200 s	0.080 s	Tiempo de cierre del interruptor
PhaseDiff	5.0 - 90.0 °	10 °	25 °	Límite de diferencia de ángulo

Tabla 39. Ajustes función 25

Función 27: mínima tensión				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	On Off	On	Off	Operación On/Off
Characterist1	Tiempo definido Curva inversa A Curva inversa B Curva inv.prog.	Tiempo definido	Tiempo definido	Selección de tipo de curva de retardo de tiempo
U1<	1.0 - 100.0 %Ub	20 %Ub	70.0 %Ub	Límite de protección no restringido
t1	0.00 - 6000.00 s	5.00 s	5.00 s	Tiempo de cierre del interruptor

Tabla 40. Ajustes función 27

REL 650

Al igual que antes, el relé necesita que se le aporten los datos generales de la planta, para que pueda realizar los cálculos de los valores base sobre los que se referencian los ajustes.

Ajustes planta				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
VTprim1	0.05 - 2000.00 kV	161.00 kV	400.00 kV	Tensión nominal primaria TI Lado 1
VTsec1	0.001 - 999.999 V	115 V	110 V	Tensión nominal secundaria TI Lado 1
CTprim1	1 - 99999 A	750 A	3000 A	Intensidad nominal primaria TI Lado 1
CTsec1	1 - 10 A	5 A	1 A	Intensidad nominal secundaria TI Lado 1
UN	0.10 .. 400.00 kV	161.00 kV	6.30 kV	Tensión nom.
SN	0.20 .. 5000.00 MVA	164.11	5.27 MVA	Potencia aparente nominal
FACT. POTENCIA	0.00 - 1.00	0.85	0.8	Factor de potencia
FRECUENCIA NOM.	50 Hz 60 Hz	50 Hz	50 Hz	Frecuencia nominal de red
SECUENCIA FASES	L1 L2 L3 L1 L3 L2	L1 L2 L3	L1 L2 L3	Secuencia de fases
UNIDAD TEMP.	Grados Celsius Grad.Fahrenheit	Grados Celsius	Grados Celsius	Unidad de temperatura

Tabla 41. Ajustes planta relé REL 650

Función 21: distancia				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
OperationDir	No direccional Fijo a ZA y ZB Hacia atrás	Fijo a ZA y ZB	Fijo a ZA y ZB	Modo de operación de direccionalidad: no direccional / hacia delante / hacia atrás
X1	0.10 - 3000.00 Ohm/p	0.14 Ohm/p	30.00	Alcance de reactancia de secuencia positiva
R1	0.01 - 1000.00 Ohm/p	0.02 Ohm/p	50.00	Alcance de reactancia de secuencia positiva
X0	0.10 - 9000.00 Ohm/p	0.36 Ohm/p	100.00	Alcance de reactancia de secuencia cero
R0	0.01 - 3000.00 Ohm/p	0.09 Ohm/p	15.00	Resistencia de secuencia cero para ángulo
RFPP	0.01 - 3000.00 Ohm/l	1.69 Ohm/l	30.00	Alcance de resistencia de falta en ohmios/bucle, F-F
RFPE	0.10 - 9000.00 Ohm/l	2.76 Ohm/l	100.00	Alcance de resistencia de falta en ohmios/bucle, F-T
OperationPP	Off On	On	On	Modo de operación Off / On de bucles de fase-fase
OpModetPP	Off On	On	On	Modo de operación Off / On del temporizador de zona, F-F
tPP	0.000 - 60.000 s	0.000 s	0.000 s	Retardo de tiempo de disparo, F-F
OperationPE	Off On	On	On	Modo de operación Off / On de bucles de fase-tierra
OpModetPE	Off On	On	On	Modo de operación Off / On del temporizador de zona, F-T
tPE	0.000 - 60.000 s	0.000 s	0.000 s	Retardo de tiempo de disparo, F-T
IMinOpPP	10 - 1000 %lb	120 %lb	20 %lb	Corriente mínima de operación en delta para bucles fase-fase
IMinOpPE	10 - 1000 %lb	120 %lb	20 %lb	Corriente mínima de operación de fase para bucles fase-tierra
IMinOpIN	5 - 1000 %lb	5 %lb	5 %lb	Corriente residual mínima de operación para bucles fase-tierra

Tabla 42. Ajustes función 21

Funcion 67N				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
EnDir	Desactivar Activar	Activar	Activar	Habilitación del cálculo Direccional
AngleRCA	-180 - 180 °	65 °	65 °	Ángulo característico del relé (RCA)
polMethod	Tensión Corriente Dual	Tensión	Tensión	Tipo de polarización
DirMode1	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	Hacia delante	No direccional	Modo direccional de etapa 1 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)
Characterist1	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv. IEC Tiempo Def. Reservado Programable Tipo RI Tipo RD	IEC Tiempo Def.	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 1
I1>	5-2500 %Ib	10 %Ib	1000 %Ib	Nivel de corriente de fase de operación en % de Ibase
t1	0.000 - 60.000 s	1.000 s	0.000 s	Retardo de tiempo

Tabla 43. Ajustes función 67N

SEL 311L

Función 87L: diferencial de línea				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. DIF. LINEA	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección diferencial de línea
87LPP	OFF, 1.0-10.0 Asec	4.7 Asec	6 Asec	Intensidad de arranque
87LR	2.0-8.0	6.0	6.0	Radio exterior zona de bloqueo
87LANG	90-270 °	195 °	195 °	Ángulo zona de bloqueo

Tabla 44. Ajustes función 87L

C. Transformador

Se tienen tres transformadores en este caso. El transformador principal y dos transformadores de servicios auxiliares.

Para la protección del transformador principal se tienen dos relés redundantes modelo ABB RET 670, mientras que para la protección de los transformadores de servicios auxiliares se tiene un relé modelo ABB RET 620 para cada uno de ellos.

- Transformador principal

RET 670

Al igual que en los casos anteriores se deben dar datos de la planta al relé para que pueda realizar ciertos cálculos

Ajustes planta				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
ConnectTypeW1	ESTRELLA (Y) Delta (D)	ESTRELLA (Y)	ESTRELLA (Y)	Tipo de conexión de devanado 1: Yestrella o D-triángulo
ConnectTypeW2	ESTRELLA (Y) Delta (D)	Delta (D)	ESTRELLA (Y)	Tipo de conexión de devanado 2: Yestrella o D-triángulo
SOTFMode	0 [0 grados] 1 [retardo 30°] 2 [retardo 60°] 3 [retardo 90°] 4 [retardo 120°] 5 [retardo 150°] 6 [180 grados] 7 [adelanto 150°] 8 [adelanto 120°] 9 [adelanto 90°] 10 [adelanto 60°] 11 [adelanto 30°]	11 [adelanto 30°]	0 [0 grados]	Desplazamiento de fase entre devanados W2 y W1=AT, notación horaria
ZSCurrSubtrW1	Off On	On	On	Habilitar sustracción de Corriente de sec. neg. para lado W1, On / Off
ZSCurrSubtrW2	Off On	On	On	Habilitar sustracción de Corriente de sec. neg. para lado W2, On / Off
CT1primW1	1 - 99999 A	750	3000 A	Corriente nominal prim TI lado W1 transformador
CT1secW1	1 - 99999 A	5	3000 A	Corriente nominal sec TI lado W1 transformador
CT1primW2	1 - 99999 A	7000	3000 A	Corriente nominal prim TI 1 lado W2 transformador
CT1secW2	1 - 99999 A	1	3000 A	Corriente nominal sec TI 1 lado W2 transformador
CT2primW2	1 - 99999 A	1250	3000 A	Corriente nominal prim TI 2 lado W2 transformador
CT2secW2	1 - 99999 A	1	3000 A	Corriente nominal sec TI 2 lado W2 transformador
CT3primW2	1 - 99999 A	1250	3000 A	Corriente nominal prim TI 3 lado W2 transformador
CT3secW2	1 - 99999 A	1	3000 A	Corriente nominal sec TI 3 lado W2 transformador
IBase1	1 - 99999 A	588 A	3000 A	Corriente nominal TI 1 lado W1
IBase2	1 - 99999 A	6016 A	3000 A	Corriente nominal TI 1 lado W2
IBase3	1 - 99999 A	990 A	3000 A	Corriente nominal TI 2 lado W2
Ibase4	1 - 99999 A	990 A	3000 A	Corriente nominal TI 3 lado W2
UBaseAT	0.10 .. 400.00 kV	161.00 kV	6.30 kV	Tensión nominal lado de alta tensión
UBaseBT	0.10 .. 400.00 kV	15.75 kV	6.30 kV	Tensión nominal lado de baja tensión
SBase	0.20 .. 5000.00 MVA	164.00 MVA	5.27 MVA	Potencia aparente nominal
FACT POTENCIA	0.00 - 1.00	0.85	0.8	Factor de potencia de la planta
FRECUENCIA NOM.	50 Hz 60 Hz	50 Hz	50 Hz	Frecuencia nominal de red
SECUENCIA FASES	L1 L2 L3 L1 L3 L2	L1 L2 L3	L1 L2 L3	Secuencia de fases
UNIDAD TEMP.	Grados Celsius Grad.Fahrenheit	Grados Celsius	Grados Celsius	Unidad de temperatura

Tabla 45. Ajustes planta relé RET 670

Función 50				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
OpMode	2 de 3 1 de 3	1 de 3	1 de 3	Seleccionar modo de operación 2 de 3 ó 1 de 3
IP>>	5-2500 %Ib	750 %Ib	200 %Ib	Nivel de Corriente de fase de operación en % de IBase

Tabla 46. Ajustes función 50

Función 87T				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Desactivar Activar	Activar	Desactivar	Protección diferencial
IdMin	0.05 - 0.60 Ib	0.05 Ib	0.3 Ib	Sensibilidad de sección 1
IdUnre	1.00 - 100.00 Ib	9.4 Ib	10 Ib	Límite de protección no restringido
NegSeqDiffEn	Off On	On	On	Protecciones diferenciales de sec. neg.
IMinNegSeq	0.02 - 0.20 Ib	0.05 Ib	0.04 Ib	Corriente sec. negativa. mínima
NegSeqROA	30.0 - 120.0 °	60°	60.0 °	Ángulo de operación para discriminador de falta de sec. neg. int. / ext.
EndSection1	0.20 - 1.50 Ib	0.5 Ib	1.25 Ib	Fin de sección 1
EndSection2	1.00 - 10.00 Ib	3.83 Ib	3.00 Ib	Fin de sección 2
SlopeSection2	10.0 - 50.0 %	25.0 %	40.0 %	Pendiente sección 2 de la característica de operación, %
SlopeSection3	30.0 - 100.0 %	55.0 %	80.0 %	Pendiente sección 3 de la característica de operación, %
I2/I1Ratio	5.0 - 100.0 %	15.0 %	15.0 %	Relación máx. de 2º arm., %
I5/I1Ratio	5.0 - 100.0 %	25.0 %	25.0 %	Relación máx. de 5º arm., %

Tabla 47. Ajustes función 87T

Función 87N				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off	On	Off	Operación Off/On
IdMin	4 - 100 %Ib	4 %Ib	10 %Ib	Sensibilidad
ROA	60-90 °	60 °	60 °	Ángulo de operación del relé para característica direccional de secuencia cero

Tabla 48. Ajustes función 87TN

Función 59N: sobretensión de neutro				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	On Off	On	Off	Operación On/Off
Characterist1	Tiempo definido Curva inversa A Curva inversa B Curva inv.prog.	Tiempo definido	Tiempo definido	Selección de tipo de curva de retardo de tiempo
U1>	1.0 - 100.0 %Ub	10 %Ub	70.0 %Ub	Ajuste de tensión en % de UBase
t1	0.00 - 6000.00 s	1.00 s	5.00 s	Retardo tiempo definido

Tabla 49. Ajustes función 59N

Función 51/67: sobrecorriente				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
AngleRCA	40 - 65 °	60°	55 °	Ángulo característico del relé (RCA)
AngleROA	40 - 89 °	80°	80 °	Ángulo de operación del relé (ROA)
StartPhSel	1 de 3 2 de 3	1 de 3	1 de 3	Número de fases requeridas para operación (1 de 3, 2 de 3, 3 de 3)
DirMode1	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	Off	No direccional	Modo direccional de etapa 1 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)
Characterist1	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv. IEC Tiempo Def. Reservado Programable Tipo RI Tipo RD	IEC Extrem. Inv	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 1
I1>	5-2500 %Ib	120 %Ib	1000 %Ib	Nivel de corriente de fase de operación para etapa 1 en % de Ibase
k1	0.05 - 999.00	2.49	0.05	Multiplicador de tiempo para retardo de tiempo inverso etapa 1
DirMode2	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	No direccional	No direccional	Modo direccional de etapa 2 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)
Characterist2	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv. IEC Tiempo Def. Reservado Programable Tipo RI Tipo RD	IEC Extrem. Inv	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 2
I2>	5-2500 %Ib	160 %Ib	500 %Ib	Nivel de corriente de fase de operación para etapa 2 en % de Ibase
k2	0.05 - 999.01	0.07	0.05	Multiplicador de tiempo para retardo de tiempo inverso etapa 2
DirMode3	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	Hacia atrás	No direccional	Modo direccional de etapa 2 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)

Characterist3	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv. IEC Tiempo Def. Reservado Programable Tipo RI Tipo RD	IEC Tiempo Def	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 2
I3>	5-2500 %Ib	37 %Ib	500 %Ib	Nivel de corriente de fase de operación para etapa 3 en % de Ibase
t3	0.000 - 60.000 s	1.000 s	0.000 s	Retardo tiempo definido etapa 3
2ndHarmStab	5-100 %Ib	20 %Ib	20 %Ib	Nivel de operación de corriente de 2º armónico en % de la corriente fundamental
HarmBlock1	Off On	On	Off	Habilitar bloqueo de etapa 1 por restricción de armónico
HarmBlock2	Off On	On	Off	Habilitar bloqueo de etapa 2 por restricción de armónico

Tabla 50. Ajustes funciones 51 y 67

Función 51N: sobrecorriente de neutro				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
EnDir	Desactivar Activar	Desactivar	Activar	Habilitación del cálculo Direccional
DirMode1	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	Off	No direccional	Modo direccional de etapa 1 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)
Characterist1	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv. IEC Tiempo Def. Reservado Programable Tipo RI Tipo RD	IEC Tiempo Def.	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 1
I1>	5-2500 %Ib	10 %Ib	1000 %Ib	Nivel de corriente de fase de operación para etapa 1 en % de Ibase
t1	0.000 - 60.000 s	1.000 s	0.000 s	Retardo de tiempo

Tabla 51. Ajuste de la función 51N

- Transformadores de servicios auxiliares

Los ajustes son comunes a ambos relés, ya que los transformadores de servicios auxiliares son iguales.

RET 620

Ajustes planta				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
ConnectTypeW1	ESTRELLA (Y) Delta (D)	Delta (D)	ESTRELLA (Y)	Tipo de conexión de devanado 1: Yestrella o D-triángulo
ConnectTypeW2	ESTRELLA (Y) Delta (D)	ESTRELLA (Y)	ESTRELLA (Y)	Tipo de conexión de devanado 2: Yestrella o D-triángulo
SOTFMode	0 [0 grados] 1 [retardo 30°] 2 [retardo 60°] 3 [retardo 90°] 4 [retardo 120°] 5 [retardo 150°] 6 [180 grados] 7 [adelanto 150°] 8 [adelanto 120°] 9 [adelanto 90°] 10 [adelanto 60°] 11 [adelanto 30°]	5 [[retardo 150°]	0 [0 grados]	Desplazamiento de fase entre devanados W2 y W1=AT, notación horaria
ZSCurrSubtrW1	Off On	On	On	Habilitar sustracción de Corriente de sec. neg. para lado W1, On / Off
ZSCurrSubtrW2	Off On	On	On	Habilitar sustracción de Corriente de sec. neg. para lado W2, On / Off
CT1primW1	1 - 99999 A	1250	3000 A	Corriente nominal prim TI lado W1 transformador
CT1secW1	1 - 99999 A	1	3000 A	Corriente nominal sec TI lado W1 transformador
CT1primW2	1 - 99999 A	3000	3000 A	Corriente nominal prim TI 1 lado W2 transformador
CT1secW2	1 - 99999 A	1	3000 A	Corriente nominal sec TI 1 lado W2 transformador
Ibase1	1 - 99999 A	990 A	3000 A	Corriente nominal TI 1 lado W1
Ibase2	1 - 99999 A	2362 A	3000 A	Corriente nominal TI 1 lado W2
UBaseAT	0.10 .. 400.00 kV	15.75 kV	6.30 kV	Tensión nominal lado de alta tensión
UBaseBT	0.10 .. 400.00 kV	6.6 kV	6.30 kV	Tensión nominal lado de baja tensión
SBase	0.20 .. 5000.00 MVA	27 MVA	5.27 MVA	Potencia aparente nominal
FACT POTENCIA	0.00 - 1.00	0.85	0.8	Factor de potencia de la planta
FRECUENCIA NOM.	50 Hz 60 Hz	50 Hz	50 Hz	Frecuencia nominal de red
SECUENCIA FASES	L1 L2 L3 L1 L3 L2	L1 L2 L3	L1 L2 L3	Secuencia de fases
UNIDAD TEMP.	Grados Celsius Grad.Fahrenheit	Grados Celsius	Grados Celsius	Unidad de temperatura

Tabla 52. Ajustes planta relés RET 620

Función 87T SSAA				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Desactivar Activar	Activar	Desactivar	Protección diferencial
IdMin	0.05 - 0.60 lb	0.05 lb	0.3 lb	Sensibilidad de sección 1
IdUnre	1.00 - 100.00 lb	9.1 lb	10 lb	Límite de protección no restringido
NegSeqDiffEn	Off On	On	On	Protecciones diferenciales de sec. neg.
IMinNegSeq	0.02 - 0.20 lb	0.05 lb	0.04 lb	Corriente sec. negativa mínima
NegSeqROA	30.0 - 120.0 °	60°	60.0 °	Ángulo de operación para discriminador de falta de sec. neg. int. / ext.
EndSection1	0.20 - 1.50 lb	0.5 lb	1.25 lb	Fin de sección 1
EndSection2	1.00 - 10.00 lb	3.79 lb	3.00 lb	Fin de sección 2
SlopeSection2	10.0 - 50.0 %	15.0 %	40.0 %	Pendiente sección 2 de la característica de operación, %
SlopeSection3	30.0 - 100.0 %	35.0 %	80.0 %	Pendiente sección 3 de la característica de operación, %
I2/I1Ratio	5.0 - 100.0 %	15.0 %	15.0 %	Relación máx. de 2º arm., %
I5/I1Ratio	5.0 - 100.0 %	25.0 %	25.0 %	Relación máx. de 5º arm., %

Tabla 53. Ajustes función 87T SSAA

Función 87N				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off	On	Off	Operación Off/On
IdMin	4 - 100 %lb	4 %lb	10 %lb	Sensibilidad
ROA	60-90 °	60 °	60 °	Ángulo de operación del relé para característica direccional de secuencia cero

Tabla 54. Ajustes función 87TN SSAA

Función 51: sobrecorriente				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
StartPhSel	1 de 3 2 de 3	1 de 3	1 de 3	Número de fases requeridas para operación (1 de 3, 2 de 3, 3 de 3)
DirMode1	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	Off	No direccional	Modo direccional de etapa 1 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)
Characterist1	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv.	IEC Extrem. Inv	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 1
I1>	5-2500 %lb	130 %lb	1000 %lb	Nivel de corriente de fase de operación para etapa 1 en % de Ibase
k1	0.05 - 999.00	0,05	0.05	Multiplicador de tiempo para retardo de tiempo inverso etapa 1
2ndHarmStab	5-100 %lb	20 %lb	20 %lb	Nivel de operación de corriente de 2º armónico en % de la corriente fundamental
HarmBlock1	Off On	On	Off	Habilitar bloqueo de etapa 1 por restricción de armónico

Tabla 55. Ajustes función 51 SSAA

Función 51N: sobrecorriente de neutro				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
EnDir	Desactivar Activar	Desactivar	Activar	Habilitación del cálculo Direccional
DirMode1	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	Off	No direccional	Modo direccional de etapa 1 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)
Characterist1	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv. IEC Tiempo Def. Reservado Programable Tipo RI Tipo RD	IEC Tiempo Def.	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 1
I1>	5-2500 %Ib	10 %Ib	1000 %Ib	Nivel de corriente de fase de operación para etapa 1 en % de Ibase
t1	0.000 - 60.000 s	1.000 s	0.000 s	Retardo de tiempo

Tabla 56. Ajustes función 51N SSAA

Función 50				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
OpMode	2 de 3 1 de 3	1 de 3	1 de 3	Seleccionar modo de operación 2 de 3 ó 1 de 3
IP>>	5-2500 %Ib	490 %Ib	200 %Ib	Nivel de Corriente de fase de operación en % de IBase

Tabla 57. Ajustes función 50 SSAA

Función 46: carga desequilibrada				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	On Off	On	Off	Operación On/Off
I2>	1 - 100 %Ib	10 %Ib	10 %Ib	Sensibilidad de sección 1
Characterist1	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv. IEC Tiempo Def. Reservado Programable Tipo RI Tipo RD	IEC Extrem. Inv	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 1
k1	0.05 - 999.00	0,25	0.05	Multiplicador de tiempo

Tabla 58. Ajustes función 46 SSAA

2. Ajustes reales

A continuación se van a dar las tablas de ajustes reales de la planta. En algunos casos no se han podido obtener dichos ajustes, por lo que se indicará la razón y no se compararán en la “optimización”. Se presupone que los ajustes de planta son iguales, ya que no dependen de criterios de ajuste, solo dependen de los valores nominales.

A. Generador

Función 21: mínima impedancia				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. IMPEDANC.	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de Impedancia
IMP I>	0.10 .. 20.00 A	1.20 A	1.35 A	Valor reacción de arranque sobreintens.
U<-SOSTEN.	Activar Desactivar	Activar	Desactivar	Sostenimiento por subtenensión
U<	10.0 .. 125.0 V	80.5 V	80.0 V	Tensión de arranque sostenim. Subtenensión
T-SOSTEN.	0.10 .. 60.00 s	4.00 s	4.00 s	Tiempo de sostenimiento por subtenensión
ZONA Z1	0.05 .. 130.00 Ω	6.49 Ω	2.90 Ω	Impedancia Zona Z1
ZONA1 T1	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.10 s	0.10 s	Tiempo de disparo Zona Z1
ZONA Z1B	0.05 .. 65.00 Ω	10.20 Ω	4.95 Ω	Impedancia escalón de extensión Z1B
T-Z1B	0.00 .. 60.00 s; ∞	∞ s	0.10 s	Tiempo de disparo escalón extensión Z1B
ZONA Z2	0.05 .. 65.00 Ω	9.28 Ω	4.15 Ω	Impedancia Zona Z2
ZONA2 T2	0.00 .. 60.00 s; ∞	∞ s	0.50 s	Tiempo de disparo Zona Z2
T-FINAL	0.00 .. 60.00 s; ∞	3.00 s	3.00 s	Tiempo de disparo del escalón final
DETECC.PENDULEO	Activar Desactivar	Desactivar	Desactivar	Detección de penduleo

Tabla 59. Ajustes reales función 21

Función 24: sobreexcitación				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. SOBREEXC.	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de Sobreexcitación
U/f >	1.00 .. 1.20	1.07	1.20	Umbral de arranque U/f>
T U/f>	0.00 .. 60.00 s; ∞	10.00 s	10.00 s	Temporización del escalón de alarma
U/f >>	1.00 .. 1.40	1.40	1.40	Umbral de arranque U/f>>
T U/f >>	0.00 .. 60.00 s; ∞	4.00 s	1.00 s	Temporización T U/f>>
t (U/f=1.05)	0 .. 20000 s	1300 s	20000 s	Temporización con U/f=1.05
t (U/f=1.10)	0 .. 20000 s	640 s	6000 s	Temporización con U/f=1.10
t (U/f=1.15)	0 .. 20000 s	270 s	240 s	Temporización con U/f=1.15
t (U/f=1.20)	0 .. 20000 s	125 s	60 s	Temporización con U/f=1.20
t (U/f=1.25)	0 .. 20000 s	52 s	30 s	Temporización con U/f=1.25
t (U/f=1.30)	0 .. 20000 s	24 s	19 s	Temporización con U/f=1.30
t (U/f=1.35)	0 .. 20000 s	11 s	13 s	Temporización con U/f=1.35
t (U/f=1.40)	0 .. 20000 s	5 s	10 s	Temporización con U/f=1.40
T enfriam.	0 .. 20000 s	3600 s	3600 s	Tiempo enfriamiento del modelo térmico

Tabla 60. Ajustes reales función 24

Función 27: mínima tensión				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
SUBTENSION	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Subtensión
U<	10.0 .. 125.0 V	80,5 V	75.0 V	Tensión de arranque U<
T U<	0.00 .. 60.00 s; ∞	6.00 s	3.00 s	Temporización T U<
U<<	10.0 .. 125.0 V	80,50 V	65.0 V	Tensión de arranque U<<
TU<<	0.00 .. 60.00 s; ∞	∞ s	0.50 s	Temporización T U<<

Tabla 61. Ajustes reales función 27

Función 32: retorno de energía				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
INVERS.POTENCIA	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de inversión de potencia
Pinv>	-30.00 .. -0.50 %	-0,50 %	-1.93 %	Umbral arranque inversión de potencia
T s.VALV.	0.00 .. 60.00 s; ∞	10.00 s	10.00 s	Temporización sin válvula de cierre
T c.VALV.	0.00 .. 60.00 s; ∞	1.00 s	1.00 s	Temporización con válvula de cierre
T-SOSTEN.	0.00 .. 60.00 s; ∞	2.00 s	0.00 s	Tiempo de sostenimiento de arranque

Tabla 62. Ajustes reales función 32

Función 40: subexcitación				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. SUBEXCIT.	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de Subexcitación
1/xd CARACT. 1	0.20 .. 3.00	0.48	0.41	Umbral de arranque 1/xd Característica 1
ANGULO 1	50 .. 120 °	82 °	80 °	Inclinación de la Característica 1
T CAR. 1	0.00 .. 60.00 s; ∞	1.50 s	10.00 s	Temporización Característica 1
1/xd CARACT. 2	0.20 .. 3.00	0.45	0.36	Umbral de arranque 1/xd Característica 2
ANGULO 2	50 .. 120 °	90 °	90 °	Inclinación de la Característica 2
T CAR. 2	0.00 .. 60.00 s; ∞	1.5s	10.00 s	Temporización Característica 2
1/xd CARACT. 3	0.20 .. 3.00	0.86	1.10	Umbral de arranque 1/xd Característica 3
ANGULO 3	50 .. 120 °	90 °	90 °	Inclinación de la Característica 3
T CAR. 3	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.30 s	0.30 s	Temporización Característica 3
T RAP. U<	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.50 s	0.50 s	Temporización escalón rápido
COMPROB.EXCIT.	Activar Desactivar	Activar	Desactivar	Comprobación de la tensión de excitación
U EXC <	0.50 .. 8.00 V	3.00 V	2.00 V	Valor de reacción tensión de excitación
Umin	10.0 .. 125.0 V	28.8 V	25.0 V	Valor reacción de bloqueo por subtensión

Tabla 63. Ajustes reales función 40

Función 46: carga desequilibrada				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT.CARG.DESEQ	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Prot. de cargas desequilibradas
I2 ADMISIBLE	3.0 .. 30.0 %	7.7 %	10.6 %	Carga desequilibrada permanente admis.
T ALARMA	0.00 .. 60.00 s; ∞	4.00 s	20.00 s	Temporización del escalón de alarma
FACTOR K	1.0 .. 100.0 s; ∞	8 s	18.7 s	Factor de asimetría K
T ENFRIAMIENTO	0 .. 50000 s	1250 s	1650 s	Tiempo enfriamiento del modelo térmico
I2>>	10 .. 200 %	52%	60%	Intensidad de arranque I2>>
T I2>>	0.00 .. 60.00 s; ∞	4.00 s	3.00 s	Temporización T I2>>

Tabla 64. Ajustes reales función 46

Función 50BF: fallo interruptor				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. FALLO INT	Desactivar Activar Blok.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de fallo del interruptor
DISP. INTERNO	Desactivar SB12 CFC	SB12	Desactivar	Inicio interno prot. Fallo interr. FIP
FIP I>	0.04 .. 2.00 A	0.17 A	0.20 A	Valor reacción de intensidad
Tdisp.F.FalloIP	0.06 .. 60.00 s; ∞	0.25 s	0.25 s	Tiempo disp. prot. fallo interruptor

Tabla 65. Ajustes reales función 50BF

Función 50/27: energización accidental				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT.ENERG.ACC.	Desactivar Activar Blok.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de energización accidental
ESCALON I	0.1 .. 20.0 A; ∞	0.3 A	0.3 A	Intensidad de arranque
AUTORIZ. U1<	10.0 .. 125.0 V; 0	57.5 V	50.0 V	Umbral de autorización U1<
TEMPORIZ. T U1<	0.00 .. 60.00 s; ∞	5.00 s	5.00 s	Temporización de arranque T U1<
REPOSIC. T U1<	0.00 .. 60.00 s; ∞	1.00 s	1.00 s	Temporización de reposición TU1<

Tabla 66. Ajustes reales función 50/27

Función 59: sobretensión				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
SOBRETENSIÓN	Desactivar Activar Blok.relé disp.	Activar	Desactivar	Sobretensión
U>	30.0 .. 170.0 V	132.3 V	115.0 V	Tensión de arranque U>
T U>	0.00 .. 60.00 s; ∞	3.00 s	3.00 s	Temporización T U>
U>>	30.0 .. 170.0 V	149.5 V	130.0 V	Tensión de arranque U>>
TU>>	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.75 s	0.50 s	Temporización T U>>
VALOR	U-FF U-FE	U-FF	U-FF	Magnitud de medida para prot. Sobretensión

Tabla 67. Ajustes reales función 59

Función 59N: sobretensión de neutro				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PRO.F/T ESTATOR	Desactivar Activar Blok.relé disp.	Activar	Desactivar	Prot. de faltas a tierra del estator
FALTAS A TIERRA	no dir. crit. U0&I0 no disponible no direcc. crit. U0 direccional	no direcc. crit. U0	no direcc. crit. U0&I0	Configuración de la protección de faltas a tierra del estator
U0 >	2.0 .. 125.0 V	11.5 V	10.0 V	Tensión de arranque U0>
T-EST	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.30 s	0.30 s	Retraso en el disparo

Tabla 68. Ajustes reales función 59N

Función 64G: 100% faltas a tierra del estator				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. 100% EFT	Desactivar Activar Blok.relé disp.	Activar	Desactivar	Prot. 100% Estator Faltas/tierra (20 Hz)
R< EFT ALARMA	20 .. 700 Ω	193.00 Ω	100 Ω	Valor reacción escalón alarma EFT 100%
R<< EFT DISP	20 .. 700 Ω	64.00 Ω	20 Ω	Valor reacción escalón disparo EFT 100%
T EFT ALARMA	0.00 .. 60.00 s; ∞	10.00 s	10.00 s	Temporización escalón alarma EFT 100%
T EFT	0.00 .. 60.00 s; ∞	1.00 s	1.00 s	Temporización escalón disparo EFT 100%
EFT I>>	0.02 .. 1.50 A	0.91 A	0.40 A	Mínima corriente para el disparo EFT 100%

Tabla 69. Ajustes reales función 64G

Función 78: pérdida de sincronismo				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PR.PERDIDA SINC	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección Pérdida de sincronismo
I1> AUTORIZ.	20.0 .. 400.0 %	103.1 %	120.0 %	Valor reacc. Autorización medición I1>
I2< AUTORIZ.	5.0 .. 100.0 %	17.2 %	20.0 %	Valor reacc. Autorización medición I2<
Za	0.20 .. 130.00 Ω	6.60 Ω	4.50 Ω	Resistencia Za del polígono (ancho)
Zb	0.10 .. 130.00 Ω	15.10 Ω	12.00 Ω	Reactancia Zb del polígono (hacia atrás)
Zc	0.10 .. 130.00 Ω	7.90 Ω	3.60 Ω	Reactanc. Zc políg. (hacia atrás car.1)
Zd - Zc	0.00 .. 130.00 Ω	2.10 Ω	6.40 Ω	Diferencia de reactancias Car.2 - Car.1
PHI POLIGONO	60.0 .. 90.0 °	90.0°	90.0 °	Angulo de inclinación del polígono
REP. CAR. 1	1 .. 10	1	1	Número de penduleos por Característica 1
REP. CAR. 2	1 .. 20	4	4	Número de penduleos por Característica 2
T SOSTEN.	0.20 .. 60.00 s	20.00 s	20.00 s	Tiempo retención Caract.1 y Caract. 2
T AVISO	0.02 .. 0.15 s	0.05 s	0.05 s	T. retención del aviso PPS Car.1 y Car.2

Tabla 70. Ajustes reales función 78

Función 81: variación de frecuencia				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT.FRECUENCIA	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección de frecuencia
Escalón f1	40.00 .. 66.00 Hz	47.40 Hz	48.00 Hz	Valor de ajuste escalón f1
T f1	0.00 .. 600.00 s	3.00 s	1.00 s	Temporización del escalón T f1
Escalón f2	40.00 .. 66.00 Hz	47.00 Hz	47.00 Hz	Valor de ajuste escalón f2
T f2	0.00 .. 100.00 s	10.00 s	6.00 s	Temporización del escalón T f2
Escalón f3	40.00 .. 66.00 Hz	49.50 Hz	49.50 Hz	Valor de ajuste escalón f3
T f3	0.00 .. 100.00 s	10.00 s	20.00 s	Temporización del escalón T f3
Escalón f4	40.00 .. 66.00 Hz	52.50 Hz	52.00 Hz	Valor de ajuste escalón f4
T f4	0.00 .. 100.00 s	10 s	10.00 s	Temporización del escalón T f4
VALOR UMBRAL F4	Automático f> f<	Automático	Automático	Tratamiento del Umbral Escalón f4
U mín	10.0 .. 125.0 V; 0	74.8 V	65.0 V	Mínima Tensión

Tabla 71. Ajustes reales función 81

Función 87G: diferencial de generador				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
PROT. DIF.	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	Activar	Desactivar	Protección diferencial
ELEV.VAL.ARRAQ.	Desactivar Activar	Activar	Desactivar	Elevación de valor por arranque
INRUSH 2.ARMON.	Activar Desactivar	Desactivar	Activar	Estabilización Inrush con 2º Armónico
ESTAB. n.ARMON.	Desactivar 3º. Armónico	Desactivar	Desactivar	Estabilización con nº. armónico
I-DIF>	0.05 .. 2.00 I/InO	0.20 I/InO	0.20 I/InO	Valor reacción escalón de disparo IDIF>
T I-DIFF>	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.00 s	0.00 s	Temporización escalón de disparo IDIF>
I-DIF>>	0.5 .. 12.0 I/InO; ∞	7.5 I/InO	7.5 I/InO	Valor reacción escalóo de disparo IDIF>>
T I-DIFF>>	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.00 s	0.00 s	Temporización escalón de disparo IDIF>>
PENDIENTE 1	0.10 .. 0.50	0.25	0.25	Pendiente 1 de característica de disparo
PUNTO BASE 1	0.00 .. 2.00 I/InO	0.00 I/InO	0.00 I/InO	Punto base 1 pendiente característica de disparo
PENDIENTE 2	0.25 .. 0.95	0.50	0.50	Pendiente 2 de característica de disparo
PUNTO BASE 2	0.00 .. 10.00 I/InO	2.50 I/InO	2.50 I/InO	Pto. base pendiente 2 característ. disp.
STAB. ARRANQUE	0.00 .. 2.00 I/InO	0.10 I/InO	0.10 I/InO	Pto. reacc. IESTAB para reconocer arranque
FACTOR ARRANQ	1.0 .. 2.0	1.0	1.0	Elevación valor de reacción para arranque
T.máx.ARRANQUE	0.0 .. 180.0 s	5.0 s	5.0 s	Tiempo máximo de arranque
ERR.EX-ESTAB.	2.00 .. 15.00 I/InO	4.00 I/InO	4.00 I/InO	Valor I ESTAB estabilización de estado
T ERR.EX-ESTAB	2 .. 250 ciclos; ∞	15 ciclos	15 ciclos	Duración estabilización adic. Error ext.
BL.CR. FALTA EX	2 .. 1000 ciclos; 0; ∞	15 ciclos	15 ciclos	Duración para Bloq. Cross Falta ext.

Tabla 72. Ajustes reales función 87G

B. Línea

Los ajustes de los relés de protección de la línea no se han podido obtener, ya que los relés REU615 y REL670 son propiedad de IECó (equivalente a REE en Israel) y no son públicos.

Respecto al SEL311 de protección diferencial de línea, no estaba dentro del alcance del contrato con la empresa, con lo cual no se pudo obtener.

C. Transformador

Transformador principal: RET 670

Función 50				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	Off	Off	Operación Off/On
OpMode	2 de 3 1 de 3	1 de 3	1 de 3	Seleccionar modo de operación 2 de 3 ó 1 de 3
IP>>	5-2500 %Ib	200 %Ib	200 %Ib	Nivel de Corriente de fase de operación en % de IBase

Tabla 73. Ajustes reales función 50

Función 87T				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Desactivar Activar	Activar	Desactivar	Protección diferencial
IdMin	0.05 - 0.60 Ib	0.05 Ib	0.3 Ib	Sensibilidad de sección 1
IdUnre	1.00 - 100.00 Ib	9.3 Ib	10 Ib	Límite de protección no restringido
NegSeqDiffEn	Off On	On	On	Protecciones diferenciales de sec. neg.
IMinNegSeq	0.02 - 0.20 Ib	0.04 Ib	0.04 Ib	Corriente sec. negativa. mínima
NegSeqROA	30.0 - 120.0 °	60°	60.0 °	Ángulo de operación para discriminador de falta de sec. neg. int. / ext.
EndSection1	0.20 - 1.50 Ib	0.5 Ib	1.25 Ib	Fin de sección 1
EndSection2	1.00 - 10.00 Ib	3.30 Ib	3.00 Ib	Fin de sección 2
SlopeSection2	10.0 - 50.0 %	10.0 %	40.0 %	Pendiente sección 2 de la característica de operación, %
SlopeSection3	30.0 - 100.0 %	30.0 %	80.0 %	Pendiente sección 3 de la característica de operación, %
I2/I1Ratio	5.0 - 100.0 %	15.0 %	15.0 %	Relación máx. de 2º arm., %
I5/I1Ratio	5.0 - 100.0 %	25.0 %	25.0 %	Relación máx. de 5º arm., %

Tabla 74. Ajustes reales función 87T

Función 87N				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off	On	Off	Operación Off/On
IdMin	4 - 100 %Ib	4 %Ib	10 %Ib	Sensibilidad
ROA	60-90 °	60 °	60 °	Ángulo de operación del relé para característica direccional de secuencia cero

Tabla 75. Ajustes reales función 87N

Función 59N: sobretensión de neutro				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	On Off	On	Off	Operación On/Off
Characterist1	Tiempo definido Curva inversa A Curva inversa B Curva inv.prog.	Tiempo definido	Tiempo definido	Selección de tipo de curva de retardo de tiempo
U1>	1.0 - 100.0 %Ub	10 %Ub	70.0 %Ub	Ajuste de tensión en % de UBase
t1	0.00 - 6000.00 s	0.50 s	5.00 s	Retardo tiempo definido

Tabla 76. Ajustes reales función 59N

Función 51/67: sobrecorriente				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
AngleRCA	40 - 65 °	55°	55 °	Ángulo característico del relé (RCA)
AngleROA	40 - 89 °	80°	80 °	Ángulo de operación del relé (ROA)
StartPhSel	1 de 3 2 de 3	1 de 3	1 de 3	Número de fases requeridas para operación (1 de 3, 2 de 3, 3 de 3)
DirMode1	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	No direccional	No direccional	Modo direccional de etapa 1 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)
Characterist1	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv.	IEC Extrem. Inv	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 1
I1>	5-2500 %Ib	87 %Ib	1000 %Ib	Nivel de corriente de fase de operación para etapa 1 en % de Ibase
k1	0.05 - 999.00	3	0.05	Multiplicador de tiempo para retardo de tiempo inverso etapa 1
DirMode2	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	Hacia atrás	No direccional	Modo direccional de etapa 2 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)
Characterist2	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv.	IEC Tiempo Def.	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 2
I2>	5-2500 %Ib	78 %Ib	500 %Ib	Nivel de corriente de fase de operación para etapa 2 en % de Ibase
t2	0.000 - 60.000 s	0.000 s	0.000 s	Retardo tiempo definido etapa 2
DirMode2	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	Hacia delante	No direccional	Modo direccional de etapa 2 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)

Characterist2	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv. IEC Tiempo Def. Reservado Programable Tipo RI Tipo RD	IEC Tiempo Def.	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 2
I2>	5-2500 %Ib	486 %Ib	500 %Ib	Nivel de corriente de fase de operación para etapa 2 en % de Ibase
t2	0.000 - 60.000 s	0.000 s	0.000 s	Retardo tiempo definido etapa 2
2ndHarmStab	5-100 %Ib	20 %Ib	20 %Ib	Nivel de operación de corriente de 2º armónico en % de la corriente fundamental
HarmBlock1	Off On	On	Off	Habilitar bloqueo de etapa 1 por restricción de armónico
HarmBlock2	Off On	On	Off	Habilitar bloqueo de etapa 2 por restricción de armónico
HarmBlock3	Off On	On	Off	Habilitar bloqueo de etapa 3 por restricción de armónico

Tabla 77. Ajustes reales función 51/67

Transformadores de servicios auxiliares: RET 620

Función 87T SSAA				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Desactivar Activar	Activar	Desactivar	Protección diferencial
IdMin	0.05 - 0.60 Ib	0.40 Ib	0.30 Ib	Sensibilidad de sección 1
IdUnre	1.00 - 100.00 Ib	10.00 Ib	10.00 Ib	Límite de protección no restringido
NegSeqDiffEn	Off On	On	On	Protecciones diferenciales de sec. neg.
IMinNegSeq	0.02 - 0.20 Ib	0.05 Ib	0.04 Ib	Corriente sec. negativa mínima
NegSeqROA	30.0 - 120.0 °	60°	60.0 °	Ángulo de operación para discriminador de falta de sec. neg. int. / ext.
EndSection1	0.20 - 1.50 Ib	1.25 Ib	1.25 Ib	Fin de sección 1
EndSection2	1.00 - 10.00 Ib	3.00 Ib	3.00 Ib	Fin de sección 2
SlopeSection2	10.0 - 50.0 %	40.0 %	40.0 %	Pendiente sección 2 de la característica de operación, %
SlopeSection3	30.0 - 100.0 %	80.0 %	80.0 %	Pendiente sección 3 de la característica de operación, %
I2/I1Ratio	5.0 - 100.0 %	15.0 %	15.0 %	Relación máx. de 2º arm., %
I5/I1Ratio	5.0 - 100.0 %	25.0 %	25.0 %	Relación máx. de 5º arm., %

Tabla 78. Ajustes reales función 87T SSAA

Función 87N SSAA				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off	On	Off	Operación Off/On
IdMin	4 - 100 %Ib	10 %Ib	10 %Ib	Sensibilidad
ROA	60-90 °	60 °	60 °	Ángulo de operación del relé para característica direccional de secuencia cero

Tabla 79. Ajustes reales función 87N SSAA

Función 51: sobrecorriente				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
StartPhSel	1 de 3 2 de 3	1 de 3	1 de 3	Número de fases requeridas para operación (1 de 3, 2 de 3, 3 de 3)
DirMode1	Off No direccional Hacia delante Hacia atrás	Off	No direccional	Modo direccional de etapa 1 (Off, no direccional, hacia delante, hacia atrás)
Characterist1	ANSI Extrem. Inv. ANSI muy inv. ANSI Norm. Inv. ANSI Moder. Inv. ANSI Tiempo Def. Inv. L.T.E. Inv. L.T.V. Inv. L.T. IEC Norm. Inv. IEC muy inv. IEC Inv. IEC Extrem. Inv. IEC T.C. Inv. IEC T.L. Inv.	IEC muy Inv	ANSI Tiempo Def.	Selección del tipo de curva de retardo de tiempo etapa 1
I1>	5-2500 %Ib	80 %Ib	1000 %Ib	Nivel de corriente de fase de operación para etapa 1 en % de Ibase
k1	0.05 - 999.00	0,10	0.05	Multiplicador de tiempo para retardo de tiempo inverso etapa 1
2ndHarmStab	5-100 %Ib	20 %Ib	20 %Ib	Nivel de operación de corriente de 2º armónico en % de la corriente fundamental
HarmBlock1	Off On	On	Off	Habilitar bloqueo de etapa 1 por restricción de armónico

Tabla 80. Ajustes reales función 51 SSAA

Función 50				
Parámetro	Posibilidades de ajuste	Ajuste	Preajuste	Explicación
Operation	Off On	On	Off	Operación Off/On
OpMode	2 de 3 1 de 3	1 de 3	1 de 3	Seleccionar modo de operación 2 de 3 ó 1 de 3
IP>>	5-2500 %Ib	300 %Ib	200 %Ib	Nivel de Corriente de fase de operación en % de IBase

Tabla 81. Ajustes reales función 50 SSAA

3. Optimización

A continuación se van a comprobar las diferencias entre los ajustes calculado y los ajustes reales. Se intentará explicar el porqué de esas diferencias, aunque en general suelen ser el uso de unos criterios un poco más restrictivos en alguno de los dos.

A. Generador

Función 21: mínima impedancia			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
PROT. IMPEDANC.	Activar	Activar	<p>Los ajustes son muy similares. Las pequeñas diferencias existentes se deben a la elección de distintos criterios de ajuste. En este caso el ajuste real es más restrictivo, aunque solo incluye la zona 1, restringiendo el respaldo que podría ofrecer. También hay una variación en el bloqueo por baja tensión, que el ajuste real lo pone más bajo, aumentando el rango en el que la función está activa.</p>
IMP I>	1.16 A	1.20 A	
U<-SOSTEN.	Activar	Activar	
U<	92 V	80.5 V	
T-SOSTEN.	4.50 s	4.00 s	
ZONA Z1	9.05 Ω	6.49 Ω	
ZONA1 T1	0.90 s	0.10 s	
ZONA Z1B	12.07 Ω	10.20 Ω	
T-Z1B	0.90 s	∞ s	
ZONA Z2	10.06 Ω	9.28 Ω	
ZONA2 T2	1.50 s	∞ s	
T-FINAL	3.50 s	3.00 s	
DETECC.PENDULEO	Desactivar	Desactivar	

Función 24: sobreexcitación			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
PROT. SOBREEXC.	Activar	Activar	<p>En este caso los ajustes coinciden en su mayor parte, porque para esta función, una vez se tienen los datos necesarios solo se puede ajustar el tiempo de disparo.</p>
U/f >	1.10	1.07	
T U/f>	10.00 s	10.00 s	
U/f >>	1.40	1.40	
T U/f >>	3.00 s	4.00 s	
t (U/f=1.05)	1300 s	1300 s	
t (U/f=1.10)	640 s	640 s	
t (U/f=1.15)	270 s	270 s	
t (U/f=1.20)	125 s	125 s	
t (U/f=1.25)	52 s	52 s	
t (U/f=1.30)	24 s	24 s	
t (U/f=1.35)	11 s	11 s	
t (U/f=1.40)	5 s	5 s	
T enfriam.	3600 s	3600 s	

Función 27: mínima tensión			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
SUBTENSION	Activar	Activar	<p>Los ajustes reales no han tenido en cuenta el segundo escalón para tensiones muy inferiores a la nominal. La pequeña diferencia de tiempo de actuación se debe a distinto criterio de ajuste.</p>
U<	80,5 V	80,5 V	
T U<	4.00 s	6.00 s	
U<<	34,50 V	80,50 V	
TU<<	0.50 s	∞ s	

Función 32: retorno de energía			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
INVERS.POTENCIA	Activar	Activar	Los ajustes son iguales, salvo el tiempo de sostenimiento, que es el tiempo que mantiene la señal de que se da retorno de energía, una vez deja de darse, para evitar que el contador se reinicie en caso de que se den oscilaciones.
Pinv>	-0,50 %	-0,50 %	
T s.VALV.	10.00 s	10.00 s	
T c.VALV.	1.00 s	1.00 s	
T-SOSTEN.	0.50 s	2.00 s	

Función 40: subexcitación			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
PROT. SUBEXCIT.	Activar	Activar	Los ajustes son muy similares, con pequeñas variaciones por distintos criterios de ajuste. Sin embargo, los tiempos de actuación tienen diferencias notables. En los ajustes reales han decidido que tengan un tiempo de actuación mucho menor en las curvas 1 y 2. Según los criterios del proyecto, para esas dos curvas todavía se puede solucionar el problema, por ellos se da un mayor tiempo de operación. En el caso de la curva 3, el tiempo debe ser el mínimo, porque ya no puede volver al funcionamiento normal, y por eso coinciden.
1/xd CARACT. 1	0.47	0.48	
ANGULO 1	60 °	82 °	
T CAR. 1	10.00 s	1.50 s	
1/xd CARACT. 2	0.40	0.45	
ANGULO 2	90 °	90 °	
T CAR. 2	10.00 s	1.50s	
1/xd CARACT. 3	1	0.86	
ANGULO 3	110 °	90 °	
T CAR. 3	0.50 s	0.30 s	
T RAP. U<	1.50 s	0.50 s	
COMPROB.EXCIT.	Activar	Activar	
U EXC <	3.00 V	3.00 V	
U mín	28.8 V	28.8 V	

Función 46: carga desequilibrada			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Los ajustes de nuevo son muy similares, con pequeñas diferencias en los criterios.
PROT.CARG.DESEQ	Activar	Activar	
I2 ADMISIBLE	6.9%	7.7 %	
T ALARMA	3.00 s	4.00 s	
FACTOR K	8 s	8 s	
T ENFRIAMIENTO	1250 s	1250 s	
I2>>	56%	52%	
T I2>>	3.00 s	4.00 s	

Función 50BF: fallo interruptor			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
PROT. FALLO INT	Activar	Activar	Los ajustes son prácticamente iguales de nuevo, con pequeñas diferencias debido al criterio de ajuste.
DISP. INTERNO	SB12	SB12	
FIP I>	0.22 A	0.17 A	
Tdisp.F.FalloIP	0.30 s	0.25 s	

Función 50/27: energización accidental			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
PROT.ENERG.ACC.	Activar	Activar	Los ajustes son exactamente iguales, ya que se habrán usado los mismos criterios.
ESCALON I	0.3 A	0.3 A	
AUTORIZ. U1<	57.5 V	57.5 V	
TEMPORIZ. T U1<	5.00 s	5.00 s	
REPOSIC. T U1<	1.00 s	1.00 s	

Función 59: sobretensión			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
SOBRETENSIÓN	Activar	Activar	Los ajustes son casi iguales, siendo los calculados un poco más restrictivos, ya que la sobretensión de disparo y los tiempos son un poco menores.
U>	126.5 V	132.3 V	
T U>	2.00 s	3.00 s	
U>>	149.5 V	149.5 V	
TU>>	0.50 s	0.75 s	
VALOR	U-FF	U-FF	

Función 59N: sobretensión de neutro			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
PRO.F/T ESTATOR	Activar	Activar	El ajuste de tensión es igual, pero en los ajustes reales el tiempo de disparo es inferior al que hemos establecido.
FALTAS A TIERRA	no direcc. crit. U0	no direcc. crit. U0	
U0 >	11.5 V	11.5 V	
T-EST	0.40 s	0.30 s	

Función 78: pérdida de sincronismo			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
PR.PERDIDA SINC	Activar	Activar	Los ajustes son casi iguales en este caso, con mínimas diferencias. Los ajustes reales tienen un límite de corriente un poco menor, con lo cual dispararía con un valor de intensidad menor.
I1> AUTORIZ.	111.7 %	103.1 %	
I2< AUTORIZ.	17.2 %	17.2 %	
Za	6.40 Ω	6.60 Ω	
Zb	15.14 Ω	15.10 Ω	
Zc	7.04 Ω	7.90 Ω	
Zd - Zc	3.67 Ω	2.10 Ω	
PHI POLIGONO	90.0°	90.0°	
REP. CAR. 1	1	1	
REP. CAR. 2	4	4	
T SOSTEN.	20.00 s	20.00 s	
T AVISO	0.05 s	0.05 s	

Función 81: variación de frecuencia			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
PROT.FRECUENCIA	Activar	Activar	Los ajustes son casi iguales de nuevo, con unas pequeñas diferencias en cuanto a los tiempos, siendo los ajustes calculados más restrictivos que los reales, ya que el tiempo de actuación es menor.
Escalón f1	47.50 Hz	47.40 Hz	
T f1	1.00 s	3.00 s	
Escalón f2	47.00 Hz	47.00 Hz	
T f2	6.00 s	10.00 s	
Escalón f3	49,50 Hz	49,50 Hz	
T f3	10.00 s	10.00 s	
Escalón f4	52.50 Hz	52.50 Hz	
T f4	10 s	10 s	
VALOR UMBRAL F4	Automático	Automático	
U mín	74.8 V	74.8 V	

Función 87G: diferencial de generador			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
PROT. DIF.	Activar	Activar	<p>Los ajustes reales se han dejado con los preajustes del relé, porque se habrá considerado que son suficientes.</p> <p>En el caso de los ajustes calculados se han hecho algunos cambios. La corriente diferencial para disparo sin frenado se ha bajado hasta el punto calculado. La pendiente de la primera pendiente se ha reducido, disminuyendo un poco la zona de bloqueo.</p>
ELEV.VAL.ARRAQ.	Activar	Activar	
INRUSH 2.ARMON.	Desactivar	Desactivar	
ESTAB. n.ARMON.	Desactivar	Desactivar	
I-DIF>	0.16 I/InO	0.20 I/InO	
T I-DIFF>	0.00 s	0.00 s	
I-DIF>>	4.5 I/InO	7.5 I/InO	
T I-DIFF>>	0.00 s	0.00 s	
PENDIENTE 1	0.15	0.25	
PUNTO BASE 1	0.00 I/InO	0.00 I/InO	
PENDIENTE 2	0.50	0.50	
PUNTO BASE 2	2.50 I/InO	2.50 I/InO	
STAB. ARRANQUE	0.10 I/InO	0.10 I/InO	
FACTOR ARRANQ	2.0	1.0	
T.máx.ARRANQUE	5.0 s	5.0 s	
ERR.EX-ESTAB.	4.00 I/InO	4.00 I/InO	
T ERR.EX-ESTAB	15 ciclos	15 ciclos	
BL.CR. FALTA EX	15 ciclos	15 ciclos	

B. Línea

Función 25: sincronismo			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	-	No se tiene acceso a los ajustes reales, porque el relé es propiedad de IECó.
UHighSynch	50.0 %	-	
UDiffSynch	0.10 p.u.	-	
FreqDiff	0.100 Hz	-	
tBreaker	0.200 s	-	
PhaseDiff	10 °	-	

Función 27: mínima tensión			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	-	No se tiene acceso a los ajustes reales, porque el relé es propiedad de IECó
Characterist1	Tiempo definido	-	
U1<	20 %Ub	-	
t1	5.00 s	-	

Función 21: distancia			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	-	No se tiene acceso a los ajustes reales, porque el relé es propiedad de IECó
OperationDir	Fijo a ZA y ZB	-	
X1	0.14 Ohm/p	-	
R1	0.02 Ohm/p	-	
X0	0.36 Ohm/p	-	
R0	0.09 Ohm/p	-	
RFPP	1.69 Ohm/l	-	
RFPE	2.76 Ohm/l	-	
OperationPP	On	-	
OpModetPP	On	-	
tPP	0.000 s	-	
OperationPE	On	-	
OpModetPE	On	-	
tPE	0.000 s	-	
IMinOpPP	120 %Ib	-	
IMinOpPE	120 %Ib	-	
IMinOpIN	5 %Ib	-	

Funcion 67N			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	-	No se tiene acceso a los ajustes reales, porque el relé es propiedad de IECó
EnDir	Activar	-	
AngleRCA	65 °	-	
polMethod	Tensión	-	
DirMode1	Hacia delante	-	
Characterist1	IEC Tiempo Def.	-	
I1>	10 %Ib	-	
t1	1.000 s	-	

Función 87L: diferencial de línea			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
PROT. DIF. LINEA	Activar	-	No se tiene acceso a los ajustes reales, porque el relé es propiedad de IECó
87LPP	4.7 Asec	-	
87LR	6.0	-	
87LANG	195 °	-	

C. Transformador

Transformador principal

Función 50			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	On	En los ajustes reales se ha considerado que la corriente mínima para asegurar que es cortocircuito es bastante inferior a la calculada.
OpMode	1 de 3	1 de 3	
IP>>	750 %Ib	486 %Ib	

Función 87T			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	Activar	Activar	Los ajustes son muy similares, con la única excepción de las pendientes de las rectas de ajuste. En el caso de los ajustes calculados son bastante mayores, aumentando así la zona de bloqueo, para a priori tener menor probabilidad de dar disparos innecesarios
IdMin	0.05 Ib	0.05 Ib	
IdUnre	9.4 Ib	9.3 Ib	
NegSeqDiffEn	On	On	
IMinNegSeq	0.05 Ib	0.04 Ib	
NegSeqROA	60°	60°	
EndSection1	0.5 Ib	0.5 Ib	
EndSection2	3.83 Ib	3.30 Ib	
SlopeSection2	25.0 %	10.0 %	
SlopeSection3	55.0 %	30.0 %	
I2/I1Ratio	15.0 %	15.0 %	
I5/I1Ratio	25.0 %	25.0 %	

Función 87N			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	On	Los ajustes son los mismos, ya que se han tomado la corriente mínima en ambos casos. El ángulo de operación es el que indica el manual como suficiente.
IdMin	4 %Ib	4 %Ib	
ROA	60 °	60 °	

Función 59N: sobretensión de neutro			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	On	Los ajustes son casi iguales, siendo los ajustes reales un poco más restrictivos, ya que el tiempo de operación es menor.
Characterist1	Tiempo definido	Tiempo definido	
U1>	10 %Ub	10 %Ub	
t1	1.00 s	0.50 s	

Función 51/67: sobrecorriente			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	On	<p>En este caso los criterios elegidos son muy diferentes.</p> <p>En el caso de la primera curva en ambos ajustes se trata de la función 51, para proteger frente a sobrecargas. Sin embargo, el ajuste real tiene una corriente mínima mucho menor que el ajuste calculado, así como una constante de tiempos mayor. Además, en el ajuste real se ha puesto el límite bastante por debajo incluso de la corriente nominal.</p> <p>La segunda curva es la función 67, sin embargo tienen diferencias notables. La corriente mínima del ajuste real es bastante superior a la del ajuste calculado, pero a cambio tiene un disparo instantáneo.</p> <p>La tercera curva del ajuste calculado es una curva añadida como respaldo ante cortocircuitos, con una corriente de operación relativamente grande para que no actúe salvo en cortocircuitos, y un tiempo suficiente para que la protección principal correspondiente pueda disparar.</p>
AngleRCA	60°	55°	
AngleROA	80°	80°	
StartPhSel	1 de 3	1 de 3	
DirMode1	Off	No	
Characterist1	IEC Extrem. Inv	IEC Extrem. Inv	
I1>	120 %Ib	87 %Ib	
k1	2.49	3	
DirMode2	Hacia atrás	Hacia atrás	
Characterist2	IEC Tiempo Def	IEC Tiempo Def.	
I2>	37 %Ib	78 %Ib	
t2	1.000 s	0.000 s	
DirMode3	No direccional	-	
Characterist3	IEC Extrem. Inv	-	
I3>	160 %Ib	-	
k3	0.07		
2ndHarmStab	20 %Ib	20 %Ib	
HarmBlock1	On	On	
HarmBlock2	On	On	
HarmBlock3	On	-	

Función 51N: sobrecorriente de neutro			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	On	<p>El ajuste real es bastante más restrictivo que el calculado, ya que dispara instantáneamente, aunque su escalón sea un poco mayor.</p>
EnDir	Desactivar	Desactivar	
DirMode1	No direccional	No direccional	
Characterist1	IEC Tiempo Def.	IEC Tiempo Def.	
I1>	10 %Ib	13 %Ib	
t1	1.000 s	0.000 s	

Transformadores de servicios auxiliares

Función 87T SSAA			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	Activar	Activar	En este caso hay muchas discrepancias. Sin embargo, el ajuste real dado es el ajuste que tenía la función durante la puesta en marcha, con lo cual sus valores seguramente se han cambiado para reducir al mínimo los disparos. Por ello, los ajustes se han puesto de manera que la zona de bloqueo sea más grande de lo normal manteniéndola operativa en caso de cortocircuitos claros al poner la corriente mínima al 40%, dejando el resto de ajustes por defecto.
IdMin	0.05 lb	0.40 lb	
IdUnre	9.10 lb	10.00 lb	
NegSeqDiffEn	On	On	
IMinNegSeq	0.05 lb	0.05 lb	
NegSeqROA	60°	60°	
EndSection1	0.5 lb	1.25 lb	
EndSection2	3.79 lb	3.00 lb	
SlopeSection2	15.0 %	40.0 %	
SlopeSection3	35.0 %	80.0 %	
I2/I1Ratio	15.0 %	15.0 %	
I5/I1Ratio	25.0 %	25.0 %	

Función 87N			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	On	El ajuste real tiene el valor por defecto, se supone que debido a que es el valor durante la puesta en marcha, con lo cual no se puede saber si es el valor final de ajuste, o se ha puesto como un valor alto de ajuste para disparar ante cortocircuitos claros.
IdMin	4 %lb	10 %lb	
ROA	60 °	60 °	

Función 51: sobrecorriente			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	On	Los ajustes reales son muy diferentes de los calculados. En este caso la corriente de arranque para la función es menor que la corriente nominal, ya que según sus criterios no se quiere que circule por esa zona más del 80% de la potencia máxima. En el caso de los ajustes calculados se usan los criterios normales de no sobrecarga, por ello se dan esas discrepancias.
StartPhSel	1 de 3	1 de 3	
DirMode1	Off	No direccional	
Characterist1	IEC Extrem. Inv	IEC muy Inv..	
I1>	130 %lb	80 %lb	
k1	0,05	0.10	
2ndHarmStab	20 %lb	20 %lb	
HarmBlock1	On	On	

Función 51N: sobrecorriente de neutro			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	On	Los ajustes son parecidos, salvo en el tiempo de operación. En el caso de los ajustes reales es un tiempo más elevado que las recomendaciones, pero al ser una función de respaldo se puede dar ese tiempo.
DirMode1	No direccional	No direccional	
Characterist1	IEC Tiempo Def.	IEC Tiempo Def.	
I1>	10 %lb	11 %lb	
t1	1.000 s	5.000 s	

Función 50			
Parámetro	Ajuste	Ajuste	Explicación
Operation	On	On	En los ajustes reales se ha tenido en cuenta un valor de corriente mucho menor que el calculado.
OpMode	1 de 3	1 de 3	
IP>>	490 %lb	300 %lb	

Función 46: carga desequilibrada			
Parámetro	Ajuste	Ajuste real	Explicación
Operation	On	Off	En los ajustes reales no se ha activado esta función, a pesar de que en el diagrama de protección se incluyó.
I2>	10 %Ib	-	
Characterist1	IEC Extrem. Inv	-	
k1	1,25	-	

CAPÍTULO 5: PRESUPUESTO

1. Coste estudio

Se va a proceder al cálculo del presupuesto aproximado necesario para la realización del estudio.

EL presupuesto se divide en distintos costes implicados. El primero de ellos es el coste de personal, que varía en función del tiempo estimado del proyecto, así como del salario de los implicados. Se va a suponer que el trabajo lo realizará un ingeniero junior, con un salario de 28000 €/año, con la supervisión de un ingeniero senior que tiene un salario de 46000 €/año. Ese salario no corresponde exactamente con el coste laboral, ya que se deben añadir otros conceptos al salario como las cotizaciones a la Seguridad Social, cotizaciones voluntarias u otros gastos como formación. Según el Instituto Nacional de Estadística se estima que el salario constituye el 75% del coste laboral.

La duración del proyecto se estima en tres meses. El ingeniero junior trabajaría 480 horas, suponiendo 40 horas por semana de horario laboral y 4 semanas al mes. Las horas estimadas para el ingeniero senior serán 2,5 horas por semana, quedando un total de 30 horas. Se estima que las horas trabajadas al año son 1750.

El siguiente es el coste informático y de consumibles. El coste informático por hora de una empresa de ingeniería se puede estimar en 2,5 €/h e incluye por ejemplo cualquier tipo de software necesarios, etc. Mientras que el coste de consumibles (material de oficina, etc) se va a estimar en 0,75 €/h. El proyecto tiene una duración de 510 horas.

Una vez calculados los costes se deben añadir unos márgenes de beneficio estándar para cada caso, que serían del 25% para los costes de personal y del 12% para los costes informáticos.

A su vez, siempre se debe añadir el IVA (21%)

Coste horario			
	Salario (€)	Coste laboral (€)	Coste horario (€/h)
Ingeniero senior	46000	61333,33	35,05
Ingeniero junior	28000	37333,33	21,33
Costes de personal			
	Nº horas (h)	Coste horario (€/h)	Costes (€)
Ingeniero Senior	30	35,05	1051,43
Ingeniero Junior	480	21,33	10240
			11291,43 €
SUBTOTAL 1	14114,29 €		
Costes informáticos y consumibles			
	Coste horario (€/h)	Nº horas proyecto	Costes (€)
Informáticos	2,5	510	1275
Consumibles	0,75	510	382,5
			1657,5 €
SUBTOTAL 2	1856,40 €		
SUBTOTAL 3	15970,69 €		
IVA (21%)	3353,84 €		
TOTAL	19324,53 €		

Tabla 82. Presupuesto

El subtotal 1 es el coste de personal teniendo en cuenta su margen de beneficio de 25%

El subtotal 2 es el coste de consumibles e informáticos teniendo en cuenta su margen de beneficio de 12%

EL subtotal 3 es la suma de los dos subtotales anteriores.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES

El objetivo de este estudio era la optimización del sistema de protección de la instalación.

Para ello se han realizado los cálculos de los ajustes de todas las funciones de protección que se tienen instaladas, y tras comparar los resultados con los ajustes reales, decidir si se deben realizar cambios.

Al realizar la comparación se puede comprobar que los ajustes son muy similares. Las diferencias observadas en la mayoría de los casos se pueden achacar básicamente a ligeros cambios en los criterios de ajuste, los cuales deben ser fijados por el cliente o en su defecto el que realiza el estudio. Las diferencias observadas deben llevarse a cabo para seguir los criterios que se han establecido en este proyecto.

El cliente debe fijar la carga máxima que deben soportar sus transformadores para establecer el correcto criterio de ajuste de sus funciones de protección. Dichas funciones son aquellas en las que en los ajustes reales se ha dado un ajuste por debajo del valor nominal, como en el caso de sobrecorriente en los transformadores.

La comprobación de aparcamiento, a su vez, dio como resultado que todos los elementos de la central podían soportar todas las situaciones más extremas posibles que pudiesen aparecer tanto en funcionamiento normal como en situaciones anómalas.

Por lo tanto, su elección era correcta, y no se debe realizar ningún cambio.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. M. Suárez Creo, *Protección de instalaciones y redes eléctricas*, 2ª edición, Altavira. 2015
- [2] F. Garnacho Vecino, P. Simón Comín, J. Moreno Mohíno, A. González Sanz, *Reglamento de instalaciones eléctricas de alta tensión y sus fundamentos técnicos*, 1ª edición, Garceta. 2014
- [3] Red Eléctrica de España (REE), *Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*. 2005
- [4] D. López Cortón, *Asignatura "Protecciones eléctricas"*, Universidad Carlos III de Madrid. 2017
- [5] Siemens, *Manual técnico 7UM62x*, SIPROTEC. 2010
- [6] ABB, *Manual técnico RET670*. 2016
- [7] ABB, *Manual técnico REL670*. 2016
- [8] SEL Inc., *SEL311L Instruction manual*. 2011
- [9] Gobierno de España, *Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión*, www.f2i2.net, 2014, [En línea], disponible en:
http://www.f2i2.net/LegislacionSeguridadIndustrial/Si_Ambito.aspx?id_am=952
- [10] *Coordinación de aislamiento. Parte 1: definiciones principios y reglas*, UNE-EN-60071-1: 2006
- [11] *Coordinación de aislamiento. Parte 2: guía de aplicación*, UNE-EN-60071-2: 1999
- [12] *Transformadores de potencia. Parte 5: aptitud para soportar cortocircuitos*, UNE-EN-60076-5: 2008
- [13] *Pararrayos. Parte 5: recomendaciones para la selección y utilización*, UNE-EN-60099-5: 2013
- [14] QATRO-ELEC-ISEI, *Documentación interna*